



## **Applications de production d'énergie éolienne et solaire au Mali :évaluation basée sur les cartes des ressources éoliennes et solaires du Mali**

**Nygaard, Ivan; Nørgård, Per Bromand; Dewilde, Luc; Badger, Jake; Olander Rasmussen, Mads ; Hansen, Lars Boye; Ouattara, Ousmane ; Kamissoko, Famakan ; Maiga, Alhousseini Issa ; Diarra, Souleimane**

*Total number of authors:*  
11

*Publication date:*  
2012

*Document Version*  
Publisher's PDF, also known as Version of record

[Link back to DTU Orbit](#)

*Citation (APA):*  
Nygaard, I., Nørgård, P. B., Dewilde, L., Badger, J., Olander Rasmussen, M., Hansen, L. B., Ouattara, O., Kamissoko, F., Maiga, A. I., Diarra, S., & Coulibaly, N. (2012). *Applications de production d'énergie éolienne et solaire au Mali :évaluation basée sur les cartes des ressources éoliennes et solaires du Mali*. UNEP Risø Centre on Energy, Climate and Sustainable Development. Department of Management Engineering. Technical University of Denmark (DTU). [http://www.frsemali.org/reports/00 final reports/Applications d'energie eolienne et solaire.pdf](http://www.frsemali.org/reports/00%20final%20reports/Applications%20d'energie%20eolienne%20et%20solaire.pdf)

---

### **General rights**

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.



## Applications de production d'énergie éolienne et solaire au Mali :

évaluation basée sur les cartes des ressources éoliennes et solaires du Mali

DANIDA contrat 1711

Faisabilité des ressources d'énergies renouvelables au Mali

Décembre 2012

**Auteurs**

Ivan Nygaard, Per Nørgård, Luc Dewilde, Jake Badger, Mads Olander Rasmussen, Lars Boye Hansen, Ousmane Ouattara, Famakan Kamissoko, Alhousseini Issa Maiga, Souleymane Diarra, Nanourou Coulibaly

**Titre**

Applications de production d'énergie éolienne et solaire au Mali : évaluation basée sur les cartes des ressources éoliennes et solaires du Mali.

**Décembre 2012**

**ISBN:** 978-87-92706-76-8

**Contrat:**

DANIDA contrat 1711

**Page de couverture:**

Système hybride PV-Diesel à  
Ouélessébougou, Mali.

**Photo:**

Felicia Fock

Department of Management Engineering  
Technical University of Denmark  
Risø Campus  
Frederiksborgvej 399, P.O. Box 49  
Building 142  
4000 Roskilde,  
Denmark  
Direct + 45 46775115  
Fax + 45 46321999  
Skype: ivan.nygaard3  
ivny@dtu.dk

# Sommaire

<b>LISTE DES ACRONYMES</b>	<b>3</b>
<b>1 PREFACE</b>	<b>4</b>
<b>2 RESUME</b>	<b>6</b>
<b>3 LE SECTEUR DE L'ELECTRICITE AU MALI</b>	<b>10</b>
3.1 Prévision de la demande dans le réseau interconnecté (RI)	10
3.1.1 Prévision de la demande	10
3.1.2 Extension du réseau interconnecté	13
3.1.3 Unités de production existantes et prévues pour l'électricité et les importations planifiées	14
3.1.4 Coûts futurs évités dans le réseau interconnecté	17
3.1.5 Conclusion	20
3.2 Prévision de la demande dans les centres isolés	20
3.2.1 Réseau de Tombouctou	22
3.2.2 Variations mensuelles	23
3.2.3 Variations diurnes	24
3.2.4 Coûts évités de l'électricité dans les centres isolés	25
3.3 Electrification rurale (mini-réseaux)	27
3.4 Contrats d'achat d'électricité	28
<b>4 RESSOURCES EOLIENNES AU MALI</b>	<b>29</b>
4.1 Introduction	29
4.2 Relevés locaux	30
4.3 Ressources éoliennes annuelles	31
4.3.1 Vitesse du vent	31
4.3.2 Rugosité de surface et hauteur	32
4.3.3 Densité de puissance éolienne	33
4.4 Application de données utilisant WASP	36
4.5 Variations annuelles et quotidiennes	39
4.6 Intégration avec l'hydroélectricité	42
<b>5 APPLICATIONS DE L'ENERGIE EOLIENNE AU MALI</b>	<b>45</b>
5.1 Exemples d'éoliennes avec leurs caractéristiques	46

<b>5.2</b>	<b>Etudes de cas d'applications du vent</b>	<b>48</b>
5.2.1	Tombouctou	48
5.2.2	Parc éolien de Kamango	49
5.2.3	Parc éolien de Kayhill	50
5.2.4	Parc éolien d'Akle	51
5.2.5	Résumé des études de cas	52
<b>5.3</b>	<b>Principales difficultés techniques de la construction de parcs éoliens dans les pays en développement.</b>	<b>53</b>
5.3.1	Logistique	53
5.3.2	Problèmes liés au réseau	54
5.3.3	Problèmes de maintenance	55
<b>5.4</b>	<b>Evaluation des coûts de production dans les quatre cas</b>	<b>55</b>
5.4.1	Paramètres financiers :	55
5.4.2	Dépenses d'investissement de capital (CAPEX)	56
5.4.3	Génie civil et électrique	57
5.4.4	Coûts opérationnelle et maintenance	57
5.4.5	Données générales du modèle	58
5.4.6	Evaluation des coûts de production	58
<b>5.5</b>	<b>Faisabilité</b>	<b>60</b>
<b>5.6</b>	<b>Conclusion</b>	<b>61</b>
<b>6</b>	<b>RESSOURCES SOLAIRES</b>	<b>63</b>
6.1	Atlas solaire	63
6.2	Variation annuelle du rayonnement solaire	66
6.3	Variation diurne moyen d'exposition solaire	68
<b>7</b>	<b>APPLICATIONS DE L'ENERGIE SOLAIRE AU MALI</b>	<b>70</b>
7.1	Energie solaire à grande échelle dans le réseau interconnecté	70
7.2	Utilisation du photovoltaïque dans les réseaux isolés locaux	72
7.3	Estimation du coût de production de l'électricité photovoltaïque	73
7.3.1	Système photovoltaïque 1 MW <sub>c</sub> connecté au réseau	74
7.3.2	Système photovoltaïque 100 kW <sub>c</sub> équipé de batteries	75
7.4	Récentes initiatives en cours	76
7.4.1	Scatec Solar à Mopti	76
7.4.2	Système hybride photovoltaïque diesel à Douentza	77
7.5	Conclusions	78
<b>8</b>	<b>REFERENCES</b>	<b>80</b>
	<b>ANNEXE 1: LE CAS D'OUELESSEBOUGOU</b>	<b>83</b>
	<b>ANNEXE 2 LISTE DES PROJETS D'ELECTRIFICATION RURALE</b>	<b>84</b>

## Liste des acronymes

AMADER	Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et de l'électrification rurale
BOOT	Build, Own, Operate and Transfer
CAPEX	Capital Expenditure, Dépenses d'investissement de capital
CNESOLER	Centre national de l'énergie solaire et des énergies renouvelables
CRP	Centre Risø de PNUE
DANIDA	Agence danoise pour le développement international
DDO	Distillate Diesel Oil
DNE	Direction nationale de l'énergie
DSSF	Down-welling Surface Short-wave Radiation Flux
DTU	Technical University of Denmark
EDM	Energie du Mali
EEEOA	Système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain
ENI-ABT	Ecole nationale d'ingénieurs Abderhamabe Baba Touré
ESCOM	South African Utility
GRAS	Geographic Resource Analysis & Science A/S
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
HFO	Fioul lourd
IFC	International Finance Cooperation
IPP	Independent Power Producer
KAMM	Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model
MMEE	Ministère des mines, de l'énergie et de l'eau
MSG	Metersat Second Generation
NASA	National (USA) Aeronautics and Space Administration
PV	Photovoltaïque
PNUE	Programme des nations unies pour l'environnement
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SOGEM	Société de gestion de l'énergie de Manantali
SOSUMAR	Société sucrière de Markala
SSE	Surface meteorology and Solar Energy
URC	UNEP Risø Centre
UTM	Universal Transverse Mercator coordinate system
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
BM	Banque mondiale
ZEM	Zones de l'électrification multi-sectorielle

# 1 Préface

La fourniture de services énergétiques abordable, fiable et respectueux de l'environnement est une condition préalable importante du développement de la société malienne. Actuellement, la demande d'électricité augmente d'environ 10 % par an, et la demande de carburant pour le transport augmente encore plus (BAD 2010). Cette situation se traduit par d'énormes difficultés pour le gouvernement malien et les opérateurs nationaux cherchant à réduire les importations de combustibles fossiles, ainsi que pour la société d'électricité nationale et les investisseurs privés s'efforçant de fournir suffisamment d'électricité à un prix raisonnable.

Une grande partie de la production d'électricité vient de l'hydroélectricité à grande échelle produite sur les fleuves Sénégal et Niger, mais les génératrices diesel petites et moyennes fournissent encore environ 20 % de la production totale. Même si des interconnexions sont prévues et installées pour satisfaire une partie de la demande avec l'électricité produite à partir du gaz naturel au Ghana et en Côte d'Ivoire, il existe encore de bonnes raisons politiques et économiques d'exploiter les abondantes ressources énergétiques renouvelables du pays, telles que l'hydro-énergie, l'énergie solaire, l'énergie éolienne, les résidus de la biomasse issus de l'agriculture et les cultures énergétiques destinées à la production de biocarburants liquides.

Depuis les années 1980, le Mali a lancé, en coopération avec un certain nombre de partenaires du développement, divers projets et programmes de développement visant à augmenter l'utilisation des sources d'énergie renouvelable. Le Ministère des mines, de l'énergie et de l'eau a élaboré une stratégie pour le développement des énergies renouvelables au Mali, qui a été adoptée par le Conseil des ministres le 26 décembre 2006 (MMEE 2007). Cette stratégie combine les efforts de réduction de la pauvreté, de validation des ressources énergétiques nationales, de garantie de la sécurité à long terme et de la viabilité environnementale de l'approvisionnement énergétique. Compte tenu de l'augmentation rapide des prix des carburants importés, tels que le gazole et l'essence, l'évaluation de la possibilité de donner aux sources d'énergie renouvelable un rôle central dans le futur système énergétique présente un intérêt croissant : ces sources d'énergie renouvelable respectueuses de l'environnement sont abondantes au Mali et deviennent de plus en plus concurrentielles.

Afin de planifier leurs futurs investissements dans le secteur des énergies renouvelables, les autorités énergétiques maliennes, Electricité du Mali (EDM), les opérateurs privés et les partenaires de la coopération internationale ont souhaité avoir une évaluation plus précise de l'importance et des variations des ressources d'énergies renouvelables au Mali. Par conséquent, l'Agence danoise pour le développement international (DANIDA), a financé une cartographie des ressources d'énergies renouvelables intitulée « Faisabilité des ressources d'énergies renouvelables au Mali ».

Une première phase d'évaluation du projet a eu lieu en 2007-2008. Le rapport du projet soumis en 2008 et intitulé « Carte provisoire des ressources d'énergie renouvelable du Mali » s'appuie entièrement sur des données satellite et des modèles météorologiques.

Le présent projet a poussé la première étude plus loin en ajoutant des mesures au sol des ressources éoliennes et solaires, ainsi que des études approfondies sur le terrain visant à évaluer les possibilités d'utiliser les déchets de la biomasse pour produire de l'énergie et les impacts socio-économiques de la culture du manioc pour produire du biocarburant. Toutefois, les ressources d'énergies renouvelables n'ont pas toutes été cartographiées. L'exception la plus importante est le stock de ressources d'énergie contenu dans la végétation ligneuse du Mali, qui ne peut pas être facilement évalué à l'aide de données satellite et est en cours d'évaluation par d'autres projets.

Le présent projet a produit 5 rapports principaux :

- 1) Analyse des possibilités de production durable de bioéthanol à partir du manioc au Mali
- 2) Résidus agricoles pour la production d'énergie au Mali
- 3) Etude de pré faisabilité d'une centrale électrique à paille de riz
- 4) Estimation des ressources éoliennes et solaires au Mali
- 5) Applications de production d'énergie éolienne et solaire au Mali : évaluation basée sur les cartes des ressources éoliennes et solaires du Mali

Ce projet est mené par un groupe incluant des départements universitaires, des institutions de recherche et des consultants, dirigé par le Centre Risø du PNUE (CRP) de l'Université technique du Danemark (DTU), en collaboration avec la Direction nationale de l'énergie (DNE) et le Centre national de l'énergie solaire et des énergies renouvelables (CNESOLER) du Mali. Les institutions sous-traitantes sont DTU Wind Energy, DTU Electrical Engineering, Geographic Resource Analysis & Science A/S (GRAS), Department of Geography and Geology (DGG), Université de Copenhague, Ea Energy Analyses, 3E, Ecole nationale d'ingénieurs-Abderhamane Baba Touré (ENI-ABT) et Mali Folkecenter Nyetaa (MFC).

Les activités de recherche réalisées dans le cadre du projet ainsi que la rédaction de ce rapport ont été dirigées par Ivan Nygaard (CRP), avec la participation et le soutien des autres auteurs..



## 2 Résumé

Ce rapport présente une première évaluation des applications réalisables en matière d'énergie solaire et éolienne au Mali. Il réalise deux objectifs importants. Premièrement, il complète avantageusement la cartographie des ressources solaires et éoliennes au Mali (Badger, Larsen *et al.* 2012), en donnant des exemples d'opportunités de projets, que les développeurs de projets peuvent faire progresser en vue de leur mise en oeuvre. Deuxièmement, il donne des indications sur la manière dont les cartes des ressources solaires et éoliennes peuvent être utilisées dans les premières phases de planification et de mise en oeuvre des technologies solaires et éoliennes au Mali et ailleurs.

La faisabilité des applications solaires et éoliennes dépend en grande partie des ressources disponibles, mais comme le montre le rapport, un certain nombre d'autres facteurs tels que les structures actuelle et planifiée du système énergétique, le cadre économique, institutionnel et juridique, ainsi que le climat d'investissement et la stabilité politique peuvent être encore plus importants. Le premier élément à considérer est la structure de l'offre et la structure de tarification du système énergétique dans lequel les énergies solaire et éolienne devront s'intégrer. D'où les questions suivantes : Dans quelle mesure le solaire et l'éolien remplacent le pétrole, le gaz naturel et l'hydroélectricité ? Quels sont les coûts en fuel, le rendement de conversion et, par conséquent, les prix marginaux des unités de production ? Comment les profils solaires et éoliens correspondent-ils à la demande actuelle, sur une base quotidienne et saisonnière, et quelles sont les opportunités de réglementation, en termes de production d'électricité flexible fournie par l'hydroélectricité ou les réseaux interconnectés ? Enfin, que prévoit-on pour l'avenir, par ex. pour 2020 et au-delà ? Ces questions sont étudiées au Chapitre 3, à la fois pour le système d'électricité cohérent, pour les réseaux isolés plus étendus et pour les mini-réseaux qui sont les plus courants au Mali.

### **Eolien**

Le Chapitre 4 synthétise les informations présentées dans le rapport de cartographie éolienne (Badger, Larsen *et al.* 2012) en donnant plus de détails sur les variations quotidiennes et annuelles des ressources éoliennes et sur les difficultés que présente l'intégration de grandes quantités d'électricité éolienne dans le réseau malien. Il montre ensuite comment télécharger dans le logiciel WaSP des fichiers de données à partir d'une application Web utilisant Google Earth pour effectuer des estimations de production spécifiques à chaque site.

Le Chapitre 5 décrit quatre études de cas qui illustrent la faisabilité économique de l'énergie éolienne dans des conditions différentes. Les trois études de cas dans le nord du pays représentent de bonnes ressources éoliennes, mais également des options coûteuses de connexion au réseau. Le cas 4 situé dans le sud du Mali est un site bénéficiant d'effets d'accélération locaux dans un climat généralement caractérisé par des vents faibles, mais

avec une connexion au réseau peu coûteuse. Les principaux résultats et données sont présentés dans le Tableau 2.1.

Tableau 2.1 : Coût de production estimé et coût évité de l'électricité dans les quatre cas

Région	Etude de cas	Taille MW	Coût de production (CFA/kWh)		Coût évité (CFA/kWh)		
			Option 1	Option 2	Thermique		Intercon- nexion
					100 USD/baril	125 USD/baril	
Nord	1.Tombouctou	0,6	111	210	222	253	65-100
	2.Kamango	8,5	51		222	253	
	3 Akle	170	85	111	103	119	
Sud	4 Kayhill	8,5	54		103	119	65-100

Globalement, l'évaluation indique que dans le sud du Mali, il sera possible de trouver un nombre limité de sites bénéficiant d'effets d'accélération, situés à proximité du réseau existant, sur lesquels un parc éolien de taille moyenne et économiquement réalisable pourra être installé. L'évaluation étaye également les conclusions d'études de faisabilité précédentes selon lesquelles les parcs éoliens les plus petits (environ 1 MW) seront économiquement réalisables s'ils sont connectés aux réseaux isolés de Gao et Tombouctou (GTZ 2004, de Volder, Dewilde *et al.* 2009).

L'évaluation des grands parcs éoliens montre que dans la situation physique actuelle, le coût de la logistique et d'extension du réseau représente environ 40 % des coûts d'investissement totaux. La bonne ressource éolienne du nord du Mali ne compense pas le coût d'investissement élevé et par conséquent, l'énergie éolienne ne sera exploitable dans cette région que si le parc éolien remplace la production d'électricité par génératrice diesel dans les centrales existantes, ou si les investissements en infrastructures sont couverts par un plan d'investissement plus étendu pour le nord, par exemple des interconnexions avec d'autres pays.

Il est difficile d'intéresser les fabricants d'éoliennes aux réseaux isolés ne comprenant que quelques éoliennes, car les coûts de mise en place d'une organisation pour la livraison de ces éoliennes, des pièces de rechange et de la maintenance seront relativement élevés. Les estimations de coûts ci-dessus sont basées sur l'hypothèse que l'on peut envisager un marché important d'érection d'éoliennes au Mali, ce qui aura pour effet de susciter une concurrence raisonnable entre les fabricants d'éoliennes.

## Solaire

Le Chapitre 6 synthétise les informations présentées dans le rapport de cartographie solaire (Badger, Larsen *et al.* 2012). Le Chapitre 7 présente l'application actuelle de l'énergie solaire au Mali, à savoir un certain nombre de projets d'élaboration et d'estimation des coûts de production de systèmes photovoltaïques connectés au réseau, l'un plus petit et l'autre plus grand.

Globalement, les possibilités d'exploitation des ressources solaires au Mali sont prometteuses. Non seulement le pays dispose de ressources abondantes, mais il a également de l'espace et a acquis une solide expertise dans ce domaine. Des sociétés privées et des centres de recherche tels que le CNESOLER contribuent de manière importante au développement de ce secteur dans le pays. Les résultats concrets sont plus de 130.000 kits solaires installés principalement dans les ménages, les écoles et les centres de santé, 1.300 pompes solaires pour le pompage de l'eau, 700 installations d'éclairage hors réseau et 400 installations de mini-réseaux pour les télécommunications, les bureaux, les hôpitaux, etc.

Ces dernières années, la baisse des prix des panneaux et des systèmes solaires en font des options de plus en plus intéressantes pour la production d'électricité. Toutefois, le coût des applications photovoltaïques est actuellement beaucoup plus élevé au Mali que par exemple en Afrique du Sud, à cause du coût élevé des transports, de la logistique et de la maintenance, mais également parce que le photovoltaïque reste une niche où la concurrence est restreinte.

Le niveau actuel des coûts, illustré par le coût de production estimatif d'une centrale photovoltaïque de 1 MW<sub>c</sub> dans différents cas de figure, est présenté dans le Tableau 2.2.

*Tableau 2.2 Coûts de production (CFA/kWh) d'une centrale solaire 1 MW<sub>c</sub> dans différents cas de figure*

Rayonnement solaire (kWh/m <sup>2</sup> /j)		5.5	5.75	6.0
Production moyenne	MWh/y	1820	1893	1947
Coût de maintenance 0.04 €/W <sub>c</sub>				
Coût d'investissement total	2.6 €/W <sub>c</sub>	173	166	162
Coût d'investissement total	2.0 €/W <sub>c</sub>	139	133	129
Coût d'investissement total	1.4 €/W <sub>c</sub>	104	100	97
Coût de maintenance 0.02 €/W <sub>c</sub>				
Coût d'investissement total	2.6 €/W <sub>c</sub>	164	158	153
Coût d'investissement total	2.0 €/W <sub>c</sub>	129	124	121
Coût d'investissement total	1.4 €/W <sub>c</sub>	95	91	88

Les calculs correspondant au système 1 MW indiquent un coût de production de 166 CFA/kWh pour le cas de figure de base, où le coût d'investissement est de 2,6 €/W<sub>c</sub>. Ces calculs montrent également que si les coûts d'investissement spécifiques au Mali peuvent être ramenés à 1,4 €/W<sub>c</sub>, et les coûts de maintenance réduits pour atteindre le niveau européen de 0,2 €/W<sub>c</sub>, le coût de production sera ramené à 91 CFA/kWh, soit un coût inférieur à celui de l'électricité des grands systèmes diesel et proche de celui de l'électricité importée. Par conséquent, le coût sera inférieur à celui de l'électricité produite par les génératrices diesel alimentées au HFO, et proche du coût de l'électricité importée.

Pour les systèmes photovoltaïques 100 kW, les coûts de production estimatifs sont très supérieurs à ceux présentés ci-dessus, mais dans un certain nombre de cas ils restent

inférieurs au coût évité des réseaux isolés auxquels ils seraient appliqués. Cela s'explique par les coûts en capital et en maintenance plus élevés des petits systèmes diesel, ainsi que par leurs coûts en fioul élevés et leur rendement inférieur aux systèmes diesel de plus grande taille. Autrement dit, aujourd'hui, si les coûts d'investissement peuvent être légèrement réduits, le photovoltaïque dans les réseaux isolés sera en général économiquement réalisable.

Des études récentes montrent que les systèmes hybrides photovoltaïque-diesel (10-75 kW) en mini-réseaux sont déjà économiquement réalisables, mais à cause des coûts de transaction élevés dans les projets de démonstration, l'installation du photovoltaïque dans des mini-réseaux dépendra probablement des économies d'échelle qui pourront être réalisées en mettant en place un programme de systèmes hybrides de plus grande ampleur, réduisant ainsi les coûts techniques, d'approvisionnement et de maintenance.

### **Eolien et solaire**

Les énergies solaire et éolienne peuvent devenir meilleur marché au Mali dans un avenir très proche, mais cela dépendra de la stabilité politique, de la poursuite de l'aide apportée par les donateurs aux études et de l'accès à des financements bon marché, mais aussi et surtout de la création d'un cadre juridique clair pour les investisseurs, prévoyant par exemple un tarif de rachat du courant pour les systèmes solaires connectés au réseau (Haselip 2011). Ces mesures pourraient réduire les prix, en diminuant les risques, en renforçant la concurrence et en permettant des économies d'échelle.

A ce stade, il est nécessaire de souligner que les calculs des coûts ont été effectués pour les études de cas sur la base des meilleures données disponibles. Par conséquent, tous les coûts de production doivent être considérés comme indicatifs. De même, le coût évité du système est basé sur une estimation du coût calculée du point de vue de la compagnie d'électricité. Pour que les projets soient financièrement viables, ces coûts évités devront apparaître dans un contrat d'achat d'électricité avec la compagnie d'électricité ou dans un tarif général de rachat du courant.

### **3 Le secteur de l'électricité au Mali**

La faisabilité des applications solaires et éoliennes dépend fortement des structures actuelles et planifiées du système énergétique. Par conséquent, le présent chapitre examine les structures d'offre et de prix actuel et planifiée des systèmes énergétiques dans lesquels le solaire et l'éolien devront être intégrés. Il est organisé en fonction de trois marchés différents pour l'électricité : i) le système interconnecté, ii) les grands réseaux isolés appartenant à EDM.SA et iii) les mini-réseaux faisant partie du système d'électrification rurale sous la responsabilité de l'AMADER.

#### **3.1 Prévision de la demande dans le réseau interconnecté (RI)**

La prévision de la demande d'électricité au Mali dans cette étude est principalement basée sur les données d'un plan directeur pour l'investissement dans le secteur de l'électricité au Mali menée par SOGREAH Consult pour la DNE en 2008 et finalement publiée en 2009 (SOGREAH 2009; SOGREAH 2008a; SOGREAH 2008b; SOGREAH 2008c). Cette étude, qui par la suite fut appelée Plan directeur, avec l'étude régionale du EEEOA (système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain) (WAPP 2011c) fournit le document de planification le plus complet disponible pour le secteur de l'électricité au Mali mis à la disposition des auteurs en février 2012, lorsque le présent rapport avait été rédigé.

##### **3.1.1 Prévision de la demande**

La prévision de la demande est fondée sur l'hypothèse selon laquelle les villes non connectées au réseau électrique (centres isolés) seront connectées au Réseau interconnecté selon le planning indiqué dans la Figure 3.3. Cela est particulièrement lié à la réalisation de « la Boucle de Sélingué », qui selon le plan fera augmenter de façon significative la demande en 2011, 2012 et 2017.

L'intérêt des villes non reliées au réseau de s'y connecter est de substituer la production thermique avec la production à moindre coût, comme l'hydroélectricité ou l'électricité importée.

Tableau 3.1 Prévisions des besoins de production annuelle dans le réseau interconnecté (à partir du plan directeur)

GWh	Scénario faible	Scénario de base	Scénario fort
2007	835	835	835
2008	878	897	916
2009	932	963	994
2010	1 000	1 045	1 090
2011	1 207	1 275	1 343
2012	1 433	1 531	1 630
2013	1 506	1 628	1 751
2014	1 580	1 728	1 877
2015	1 712	1 894	2 077
2016	1 797	2 013	2 228
2017	2 026	2 297	2 568
2018	2 165	2 484	2 804
2019	2 258	2 623	2 988
2020	2 354	2 769	3 185

Comme illustré dans le Tableau 3.1 la demande annuelle prévue pour l'électricité varie entre 2 354 et 3 185 GWh à la fin de la période, ce qui représente plus de trois fois la demande en 2007. La prévision de la demande pour les trois scénarios est illustrée à la Figure 3.1

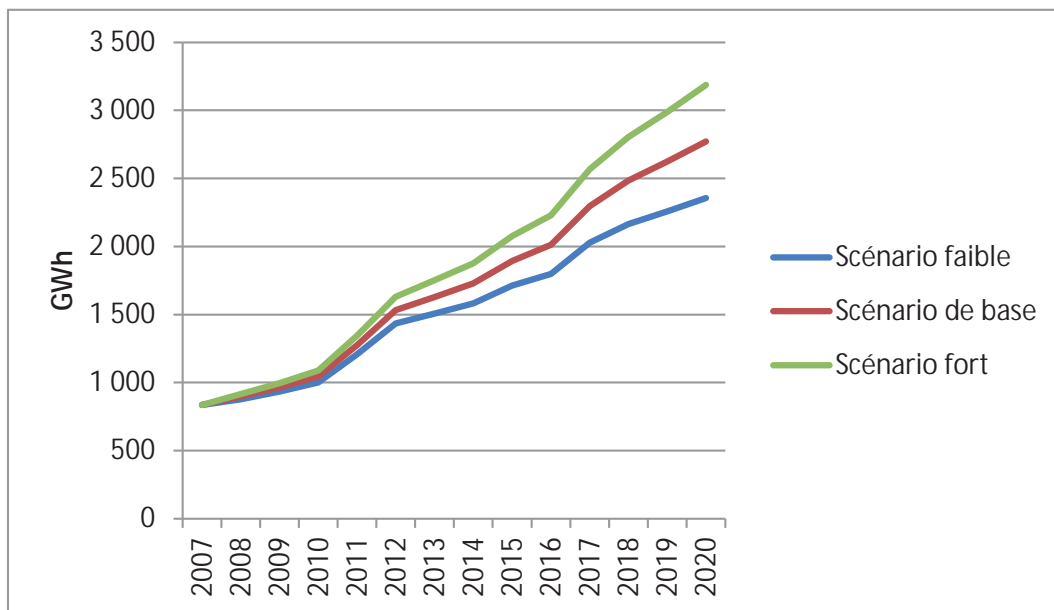


Figure 3.1. Demande annuelle d'électricité (à partir du Plan directeur)

Le Plan directeur a également prévu la demande en période de pointe de charge jusqu'en 2020. Les résultats sont indiqués en chiffres dans le Tableau 3.2 et sous forme de graphique dans la Figure 3.2. Conformément à la demande annuelle, la charge de pointe devrait plus que tripler en 15 ans.

Tableau 3.2 Projections de la demande de pointe dans le réseau interconnecté

MW	Scénario faible	Scénario de base	Scénario fort
2007	144	144	144
2008	154	154	154
2009	161	166	172
2010	173	180	188
2011	203	214	226
2012	235	251	268
2013	248	268	289
2014	261	286	310
2015	283	313	343
2016	298	334	370
2017	331	375	419
2018	355	408	460
2019	372	432	492
2020	389	457	526

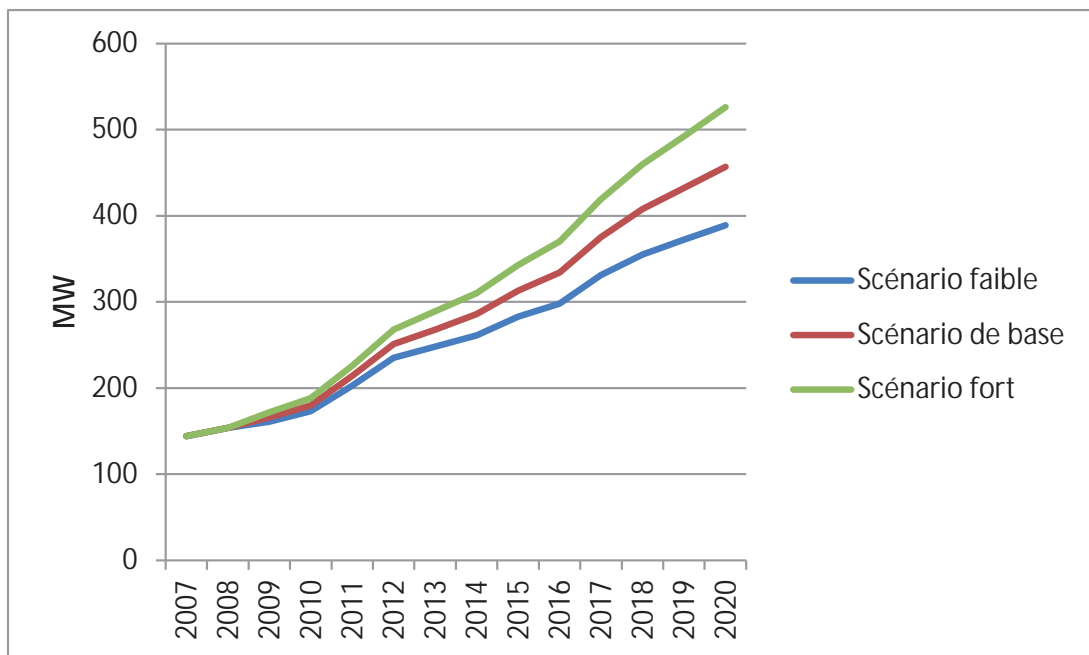


Figure 3.2. Prévisions de la demande en période de pointe dans le réseau interconnecté (à partir du Plan directeur)

Comparé aux prévisions de « La politique énergétique nationale » de février 2006, le scénario de base atteindra le même niveau en 2020. Cependant, le scénario SOGREAH prévoit un niveau inférieur en 2010 et en 2015. La comparaison est effectuée dans le Tableau 3.3 ci-dessous.



Tableau 3.3. Comparaison des prévisions de la demande dans SOGREAH (2009) et NEP (2006)

Année	Plan directeur 2009, scénario de base		Politique énergétique nationale, 2006	
	GWh	MW	GWh	MW
2010	1 045	180	1310	230
2015	1 894	313	2110	370
2020	2 769	457	2680	465

### 3.1.2 Extension du réseau interconnecté

La Figure 3.3 (SOGREAH 2009) présente le plan à long terme pour l'extension du réseau interconnecté prévue dans le Plan directeur. La carte donne deux types d'informations.

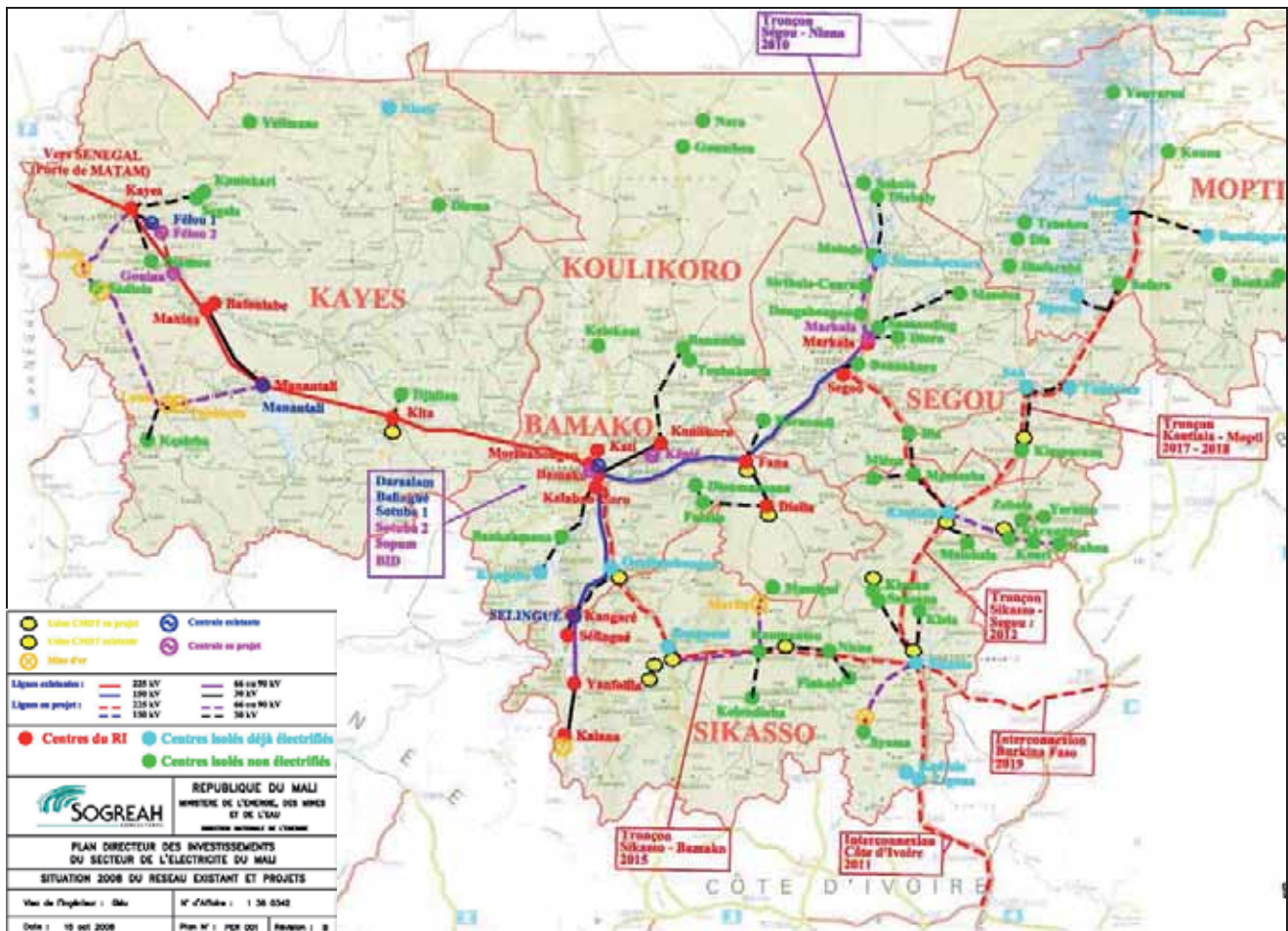


Figure 3.3. Plan à long terme pour les interconnexions dans le réseau interconnecté (tiré du Plan directeur)

Le premier type concerne la connexion des centres isolés au réseau interconnecté. Le calendrier précis peut être différent, mais ce plan donne de bonnes indications sur les réseaux isolés qui seront connectés dans un proche avenir et bénéficieront donc d'une réduction des coûts. Ce sera important pour évaluer la faisabilité de la connexion du



solaire, de l'éolien et de la biomasse au réseau dans les réseaux isolés existants. Ces aspects seront traités plus en détail à la section 3.2.

Le deuxième type d'informations concerne les plans d'« interconnecteurs », c'est-à-dire des lignes de transmission transnationales en provenance des pays voisins. Etant donné que les lignes de transmission transnationales feront baisser le prix de l'électricité sur le réseau interconnecté, la première date opérationnelle de ces lignes de transmission sera importante pour la faisabilité de la connexion des modules de production solaire, éolienne et à partir de la biomasse aux réseaux interconnectés. Cette question est traitée plus en détail à la section 3.2.

### 3.1.3 Unités de production existantes et prévues pour l'électricité et les importations planifiées

La capacité thermique et hydraulique du réseau interconnecté d'ici à 2010 est présentée dans le Tableau 3.4. Les futures unités de production prévues et les interconnecteurs destinés aux importations d'électricité sont présentées dans le Tableau 3.5. En plus de la capacité installée, les tableaux donnent une estimation des coûts moyens de production par kWh en fonction du prix du pétrole brut en USD/baril.

Les relations entre les prix du pétrole brut et le coût du gazole (DDO) et du fioul lourd (HFO) sont présentées dans la Figure 3.4. Les données proviennent des informations de référence tirées du Plan directeur (SOGREAH 2009).

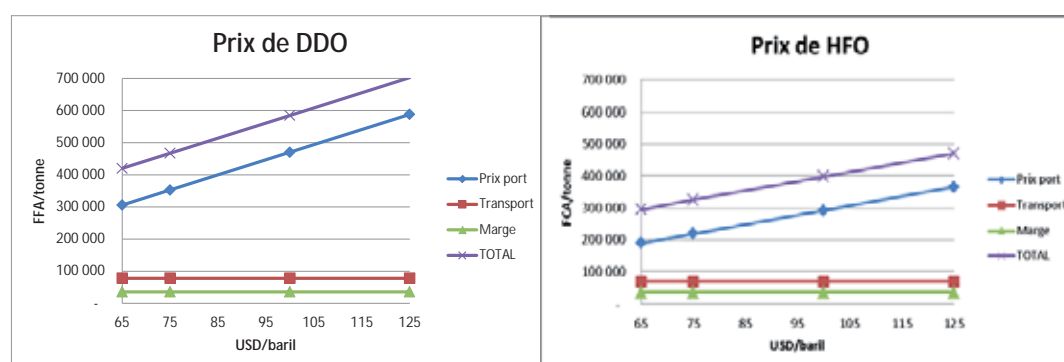


Figure 3.4. Relation entre le prix du pétrole brut en USD/baril et le coût du carburant à Bamako en FCFA/tonne

Tableau 3.4. Capacité de la production du réseau interconnecté en 2010 et coûts de production estimatifs par unité

Prix du pétrole brut (USD le baril)		75 USD/b. 100 USD/b. 125 USD/b.					
Unité de production	Combustible	Capacité installée	Consom. spécifique	Coûts fixes	Coûts totales		
		MW	g/kWh	CFA/kWh	CFA/kWh	CFA/kWh	CFA/kWh
DarSalam_TAC	DDO	24,6	340	20	179	219	259
DarSalam_secour	DDO	0,7	260	20	141	172	203
DarSalam_MTU_G8 - G11	DDO	8,8	220	20	123	149	175
GPS Darsalam	DDO	18,0	220	20	123	149	175
Agreeko	DDO	30,0	220	20	123	149	175
Balingue_MWM_G1 - G4	DDO	23,7	216	15	116	141	167
Balingue_MTU_G5 - G8	DDO	8,8	215	15	115	141	166
SOPAM	HFO	56,0	210	20	88	103	119
BID	HFO	45,0	210	20	88	103	119
<b>Capacité thermique</b>		<b>215,6</b>					
Manantali	Hydro	104,0				24	
Sélingué	Hydro	46,2				36	
Félou	Hydro	0,6				37	
<b>Capacité hydro-électrique</b>		<b>150,8</b>					
<b>Capacité totale</b>		<b>366,4</b>					

Source : données compilées à partir du rapport annuel 2010 (EDM 2011) et (SOGREAH 2008a) <sup>1</sup>.

Tableau 3.5. Nouvelle capacité thermique prévue dans le réseau interconnecté

Prix du pétrole brut (USD le baril)		75 USD/b. 100 USD/b. 125 USD/b.					
Unité de production	Combustible	Capacité installée	Consom. spécifique	Coûts fixes	Coûts totales		
		MW	g/kWh	CFA/kWh	CFA/kWh	CFA/kWh	CFA/kWh
Centrale albatros	HFO	92,2	210	20	88	103	119
Extension of BID	HFO	20,0	210	20	88	103	119
<b>Capacité thermique</b>		<b>112,2</b>					

Source : données compilées à partir de (SOGREAH 2008a) et (EDM 2011)

La future capacité prévue provenant de l'hydroélectricité et des interconnecteurs vers les pays voisins est présentée dans le Tableau 3.6. L'interconnecteur de la Côte d'Ivoire était en construction en février 2012. Le projet hydroélectrique de Félou était également en cours de construction, mais le stade de développement du projet Markala n'est pas clair. Selon les rapports (EDM 2011) et (WAPP 2011b), les projets de Sotuba 2, Kénié et Talo en sont encore au stade de la planification.

Les interconnecteurs avec la Côte-d'Ivoire et le Ghana font partie d'une planification régionale dirigée par l'EEEOA. Le dernier plan régional mis à jour pour la région EEEOA a été mis en œuvre en 2011, et est documenté dans (WAPP 2011a; WAPP 2011b; WAPP 2011c). L'objectif de l'EEEOA est de réduire le coût de l'électricité dans la

<sup>1</sup> La consommation spécifique est basée sur les rapports (SOGREAH 2008a) et (EDM 2011). Les coûts fixes de Darsalam et Balingue sont estimés sur la base des informations financières de 2006 et 2007 tirées du document de base de SOGREAH. Les coûts fixes de SOPAM et de BID sont basés sur (SOGREAH 2008a) et les coûts fixes de Agreeko et GPS Darsalam sont estimés.

région grâce à l'interconnexion des réseaux nationaux et au remplacement des générateurs diesel coûteux par l'électricité fournie par les centrales hydrauliques et le gaz naturel produit dans des pays tels que le Nigeria et le Ghana.

Tableau 3.6. Capacité planifiée de l'hydro-électricité et des importations des pays voisins

Année	Unité de production	Type de production	Capacité installée (MW)	Coût CFA/kWh
2012	Interconnexion Côte d'Ivoire - Mali	Importation de Côte d'Ivoire.	100	45 - 50
		Capacité selon la disponibilité en Côte d'Ivoire et au Ghana	150	
			200	
2013	Félou	Hydro-électricité	3 x 20	37
2014	Interconnexion	Ghana-Burkina-Mali	160	65 - 100
2013	Markala	Hydro-électricité	3 x 2,5	56
2014	Sotuba 2	Hydro-électricité	2 x 2,5	64
2015	Kénié	Hydro-électricité	3 x 14	46
2015	Talo	Hydro-électricité	2	98
2018	Gouina	Hydro-électricité	3 x 28,33	29
2021	Interconnecteur	Guinée	200	Pas fixé

Source : données basées sur les rapports (EDM 2011) et (WAPP 2011b)

Les détails sur les trois interconnecteurs vers la Côte d'Ivoire, le Burkina-Ghana et la Guinée, dont la mise en service est prévue respectivement pour 2012, 2014<sup>2</sup> et 2021, sont présentés dans le Tableau 3.5. Ils figurent tous dans le plan régional de l'EEEOA avec des différences mineures sur les dates de mise en service.

Les futurs coûts de l'électricité dans l'EEEOA dépendront des contrats spécifiques. Selon l'EEEOA, l'interconnexion Mali - Burkina - Ghana, qui devrait entrer en service en 2014 ou 2015 transportera l'électricité à partir d'une nouvelle centrale à cycle combiné d'une puissance de 400 MW à Aboadze (Ghana) (WAPP 2011b, 51).

La centrale à cycle combiné sera alimentée par du gaz naturel du Nigeria transporté par le gazoduc ouest-africain. Les récents problèmes de livraison du gaz à partir du gazoduc ouest-africain vers le Ghana à cause d'un accident de navire montrent que, même si dès le départ les importations des pays voisins constituent une option peu coûteuse, elles présentent un certain nombre de risques en termes de prix et de sécurité de l'approvisionnement (Africa Report 2012).

Le prix du kWh dépendra fortement de la façon dont ce risque est partagé entre les parties. Selon les informations publiées par EDM en février 2012, le prix devrait se situer entre 65 et 100 CFA/kWh, soit un prix plus élevé que celui de l'hydroélectricité, mais inférieur à celui de la production avec le diesel.

<sup>2</sup> En 2015 selon l'EEEOA (WAPP 2011c)



Figure 3.5. Réseaux de transmission haute tension et projets d'interconnexion planifiés (source : WAPP 2011c)

### 3.1.4 Coûts futurs évités dans le réseau interconnecté

Pour analyser les coûts et les bénéfices d'EDM en vue d'inclure les nouveaux coûts de production, il est nécessaire d'estimer les futurs coûts évités, à savoir les coûts de production de l'unité la plus chère qui fonctionne à un moment donné.

La figure 3.6 montre la production mensuelle des unités de production existantes. Elle montre que la turbine à gaz à Darsalam, qui est l'unité la plus coûteuse, fonctionne principalement de mars à juillet, où la demande est la plus forte. Pendant le reste de l'année, par exemple en septembre 2010, elle ne fonctionne qu'aux heures de pointe du matin et du soir.

Cela signifie que les coûts évités dépendent du moment de l'année et de la journée.

Etant donné que les unités thermiques seront principalement appliquées en adoptant l'approche moins coûteuse, le coût évité pour les unités thermiques en fonction de la charge thermique réelle est illustré à la Figure 3.7 pour différents scénarios de prix du pétrole.

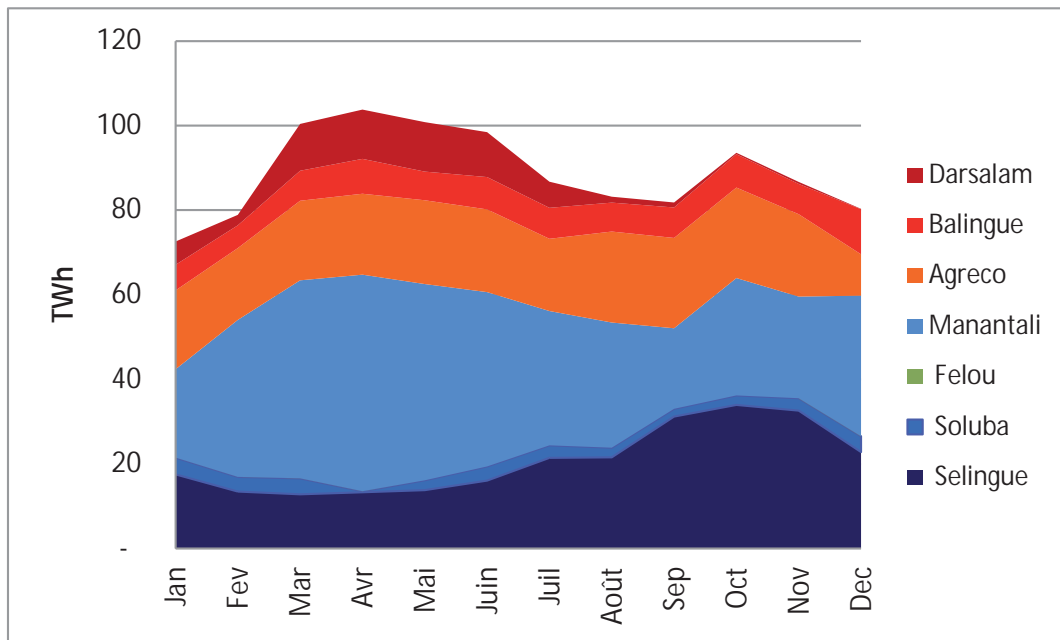


Figure 3.6. Production mensuelle des unités de production existantes en 2010 (EDM 2011)

Dans le scénario 100 USD/baril, le coût évité pour la turbine à gaz à Darsalam est de 219 CFA/kWh, alors que les coûts évités pour les unités diesel à Darsalam, Agreco et Balingué se situent entre 141 et 149 CFA/kWh. Pour les unités SOPAM, BID et Albatros, ils sont de l'ordre de 103 CFA/kWh.

Si l'hydroélectricité et les interconnecteurs sont établis selon les plans ci-dessus, les unités thermiques existantes ne seront utilisées que pour les charges de pointe et comme réserve.

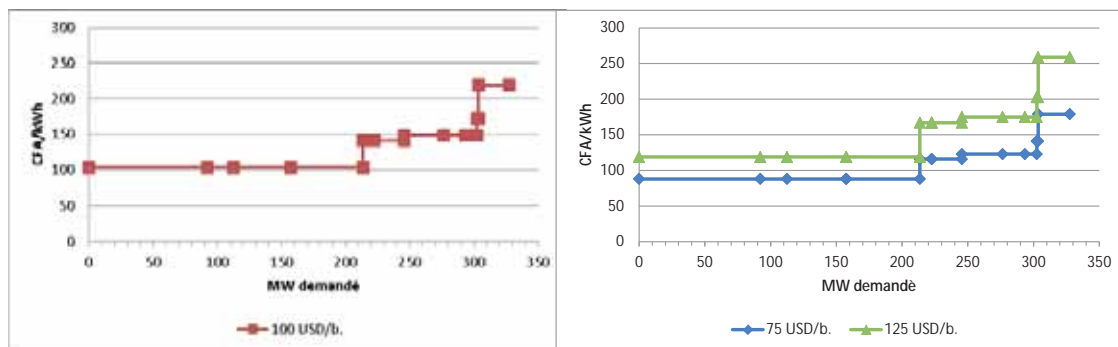


Figure 3.7. Courbes des coûts de la production thermique (sur la base du Tableau 3.4 et du Tableau 3.5)

Dans ce cas, le coût marginal du système sera l'interconnecteur dont le coût est le plus élevé, à savoir 65 à 100 FCFA/kWh, qui est le coût prévu pour l'interconnecteur Ghana-Burkina Faso-Mali.

Cette situation apparaît dans la planification de DNE, dans laquelle les portions d'électricité provenant de l'hydroélectricité, du thermique et des interconnecteurs se développeront comme le montre la Figure 3.8 (SOGREAH 2008b).

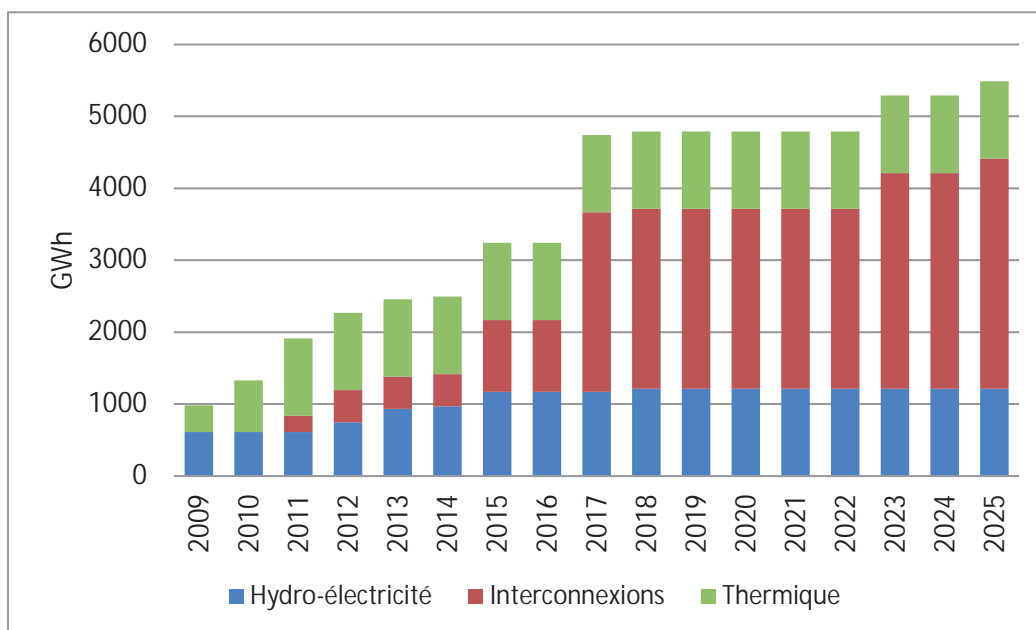


Figure 3.8. Production d'électricité selon la planification de DNE (SOGREAH 2008b)

Les futurs coûts évités du système dépendront donc : i) de l'augmentation de la demande future et ii) du respect des délais de mise en service des interconnecteurs et des centrales hydroélectriques et de leur capacité à livrer les quantités d'électricité estimées. Les grands projets qui dépendent des financements internationaux tels que les systèmes hydrauliques et les interconnecteurs sont très souvent en retard par rapport aux plans initiaux. Ceci est principalement dû : i) aux difficultés de la coopération entre un ou plusieurs pays, ii) aux difficultés à mener des projets jusqu'à la clôture financière et iii) aux difficultés à finaliser les grands projets d'infrastructures dans les délais planifiés.

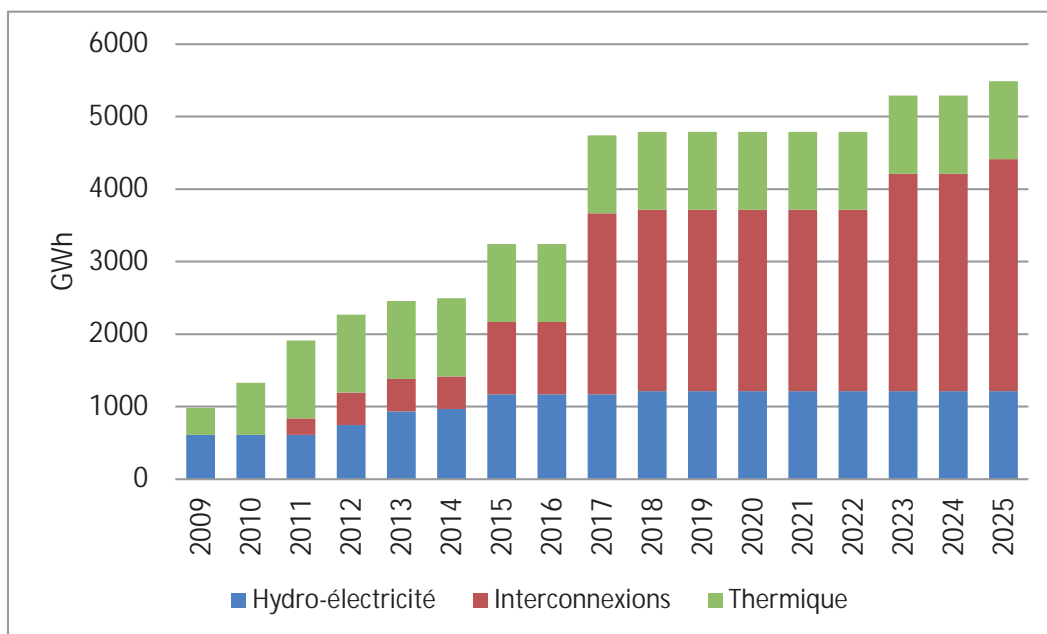


Figure 3.9. Mélange énergétique dans le système interconnecté selon les prévisions de la Banque mondiale (WB 2009).

C'est sans doute la raison pour laquelle la Banque mondiale dans son rapport d'évaluation du programme d'appui à EDM a adopté une approche plus prudente dans ses prévisions de fourniture d'électricité (WB 2009). Les prévisions de la Banque mondiale montrent une hausse de la demande supérieure au Plan de 2009 et confirment que 20 % de la production sera livrée par les centrales thermiques, comme illustré dans la Figure 3.9.

Dans ce cas, les coûts marginaux se situeront autour de 103 CFA/kWh dans le scénario des 100 USD/baril, et autour de 119 CFA/kWh pour le scénario des 125 USD/baril.

### **3.1.5 Conclusion**

Sur la base des courbes de charge en 2010 et d'un prix du pétrole à 100 USD/baril, le coût marginal de production dans le réseau interconnecté variera entre 201 et 141 CFA/kWh en fonction de la période de l'année. Ce niveau de coût sera maintenu jusqu'à ce que l'interconnecteur vers Ferkessedou (Côte d'Ivoire) soit opérationnel en 2012.

Selon le Plan directeur, après 2015, les coûts marginaux se situeront entre 65 et 100 CFA (SOGREAH 2009). Le coût précis dépendra du résultat final des négociations sur le prix de vente de l'électricité pour l'interconnecteur Ghana - Burkina Faso-Mali.

Si la demande augmente plus vite que prévu et en cas de retards imprévus dans la mise en service des interconnecteurs et des centrales hydroélectriques, il y aura encore une demande de l'ordre de 20 % pour l'énergie thermique dans le système. Dans ce cas, le coût marginal de production sera d'environ de 103 CFA/kWh dans le scénario des 100 USD/baril et 120 CFA/kWh dans les scénarios de 125 USD/baril.

## **3.2 Prévision de la demande dans les centres isolés**

EDM exploite actuellement au Mali 19 centres isolés indiqués sur la carte de la Figure 3.10 ci-dessous.

Sikasso, Koutiala et Niono seront reliés au réseau interconnecté en 2012. Les données des 16 centres sont présentées dans le Tableau 3.7 ci-dessous.

Ouélessébougou, premier système hybride exploité par EDM, a été équipé d'un système solaire photovoltaïque de 220 kW<sub>c</sub> en 2011. Tous les centres isolés sont des marchés potentiels pour les systèmes hybrides incluant énergie éolienne ou solaire.







### 3.2.1 Réseau de Tombouctou

Selon le Plan directeur, 5 centres (Tombouctou, Goundam, Diré, Niafunké et Tonga) doivent être reliés entre eux par un nouveau réseau de 65 kV (réseau de Tombouctou) d'ici à 2016.

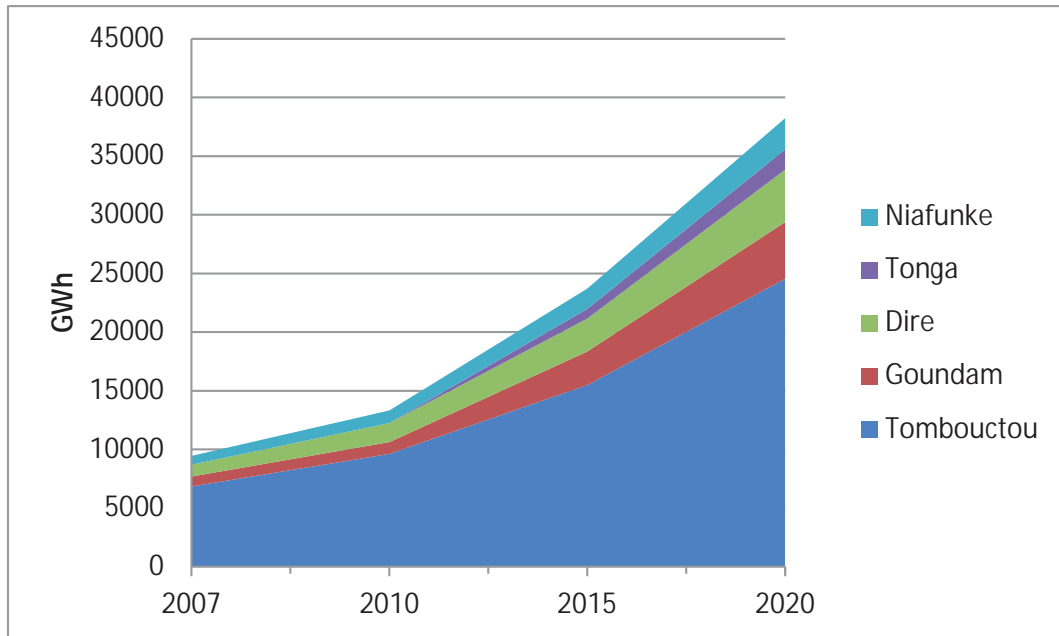


Figure 3.11. Prévion de la demande dans le réseau de Tombouctou

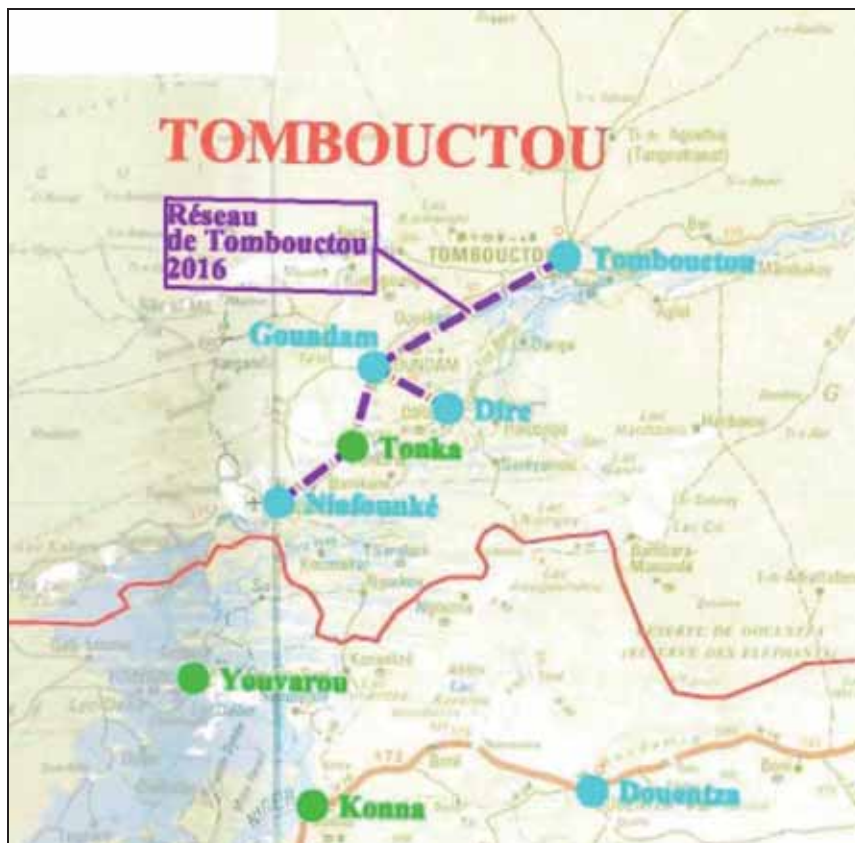


Figure 3.12. Carte montrant le réseau potentiel entre Tombouctou et les villes voisines

Le réseau de Tombouctou pourrait être un candidat potentiel pour abriter un système hybride diesel-photovoltaïque solaire ou diesel-éolien plus vaste, étant donné que les coûts évités pour l'électricité solaire et éolienne seront plus élevés que dans le système intégré. La Figure 3.11 et la Figure 3.12 donnent plus de détails sur le réseau de Tombouctou.

En plus des 19 centres existants, un certain nombre de villes plus petites devraient être électrifiées par EDM à partir de 2012 avec des extensions à partir du réseau existant.

### 3.2.2 Variations mensuelles

L'intégration du solaire et de l'éolienne dans les petits systèmes sera plus faisable du point de vue économique si les variations de charge pendant l'année sont similaires aux variations de production du solaire et de l'éolien. A titre d'exemples, cette section montre les variations mensuelles i) de la demande dans le réseau de Tombouctou dans la Figure 3.13, ii) des villes plus petites connectées au réseau (voir Figure 3.14) et iii) de Tombouctou elle-même (Figure 3.15). Les variations de charge sont tirées du rapport annuel d'EDM pour 2010 (EDM 2011).

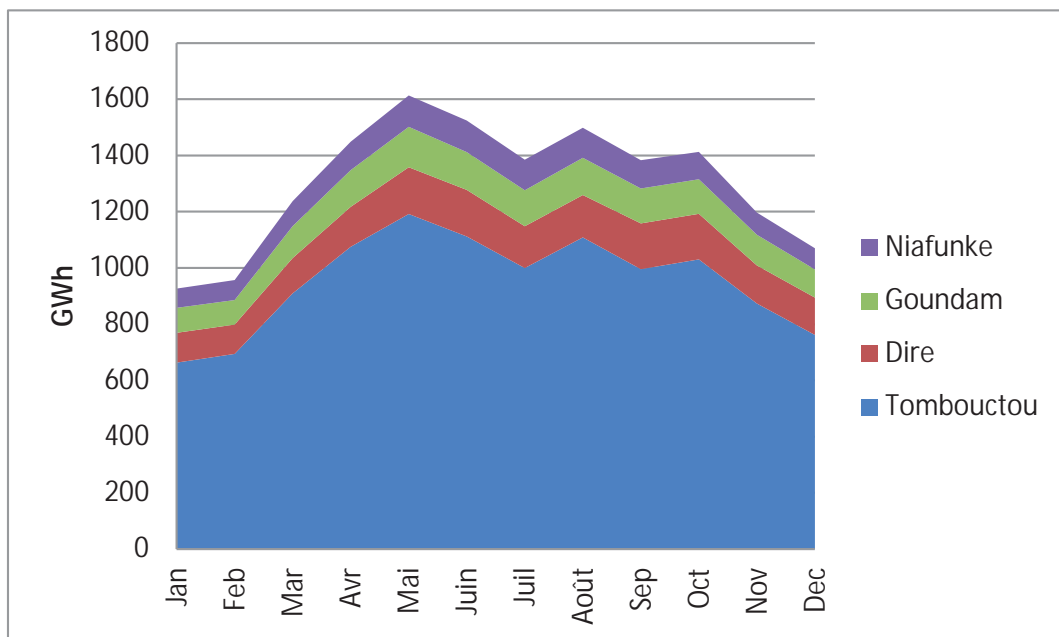


Figure 3.13. Variations mensuelles dans le réseau de Tombouctou (EDM 2011)

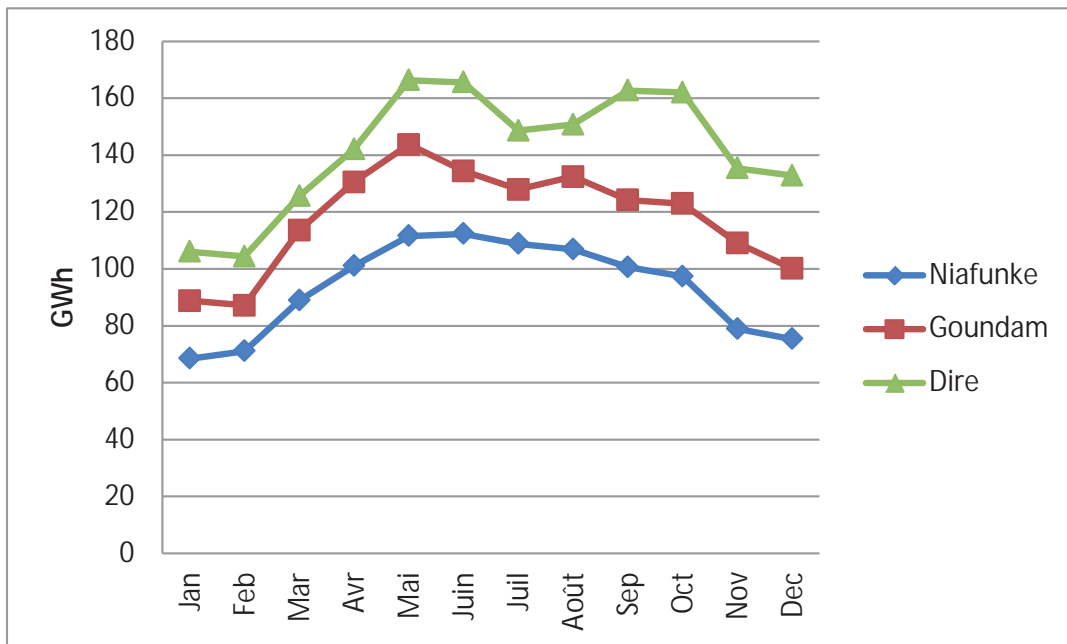


Figure 3.14. Variations de charge mensuelles dans trois petites villes connectées au réseau de Tombouctou (EDM 2011)

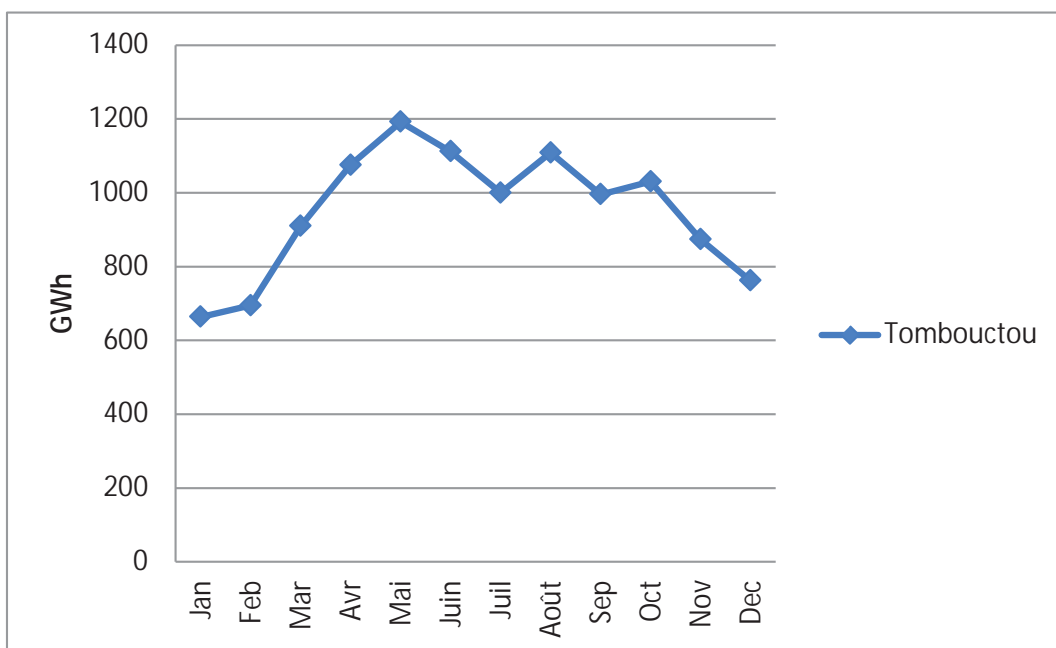


Figure 3.15. Variations de charge mensuelles dans la ville de Tombouctou (EDM 2011)

### 3.2.3 Variations diurnes

Dans les centres isolés la courbe de charge journalière varie selon le mélange de consommateurs connectés au réseau. Cela signifie que les courbes de charge varieront de manière significative d'un réseau à un autre. A titre d'exemple, les courbes de charge journalière de la semaine où la charge est maximale et celles de la semaine où elle est au minimum sont présentées dans les Figures 3.16 et 3.17.

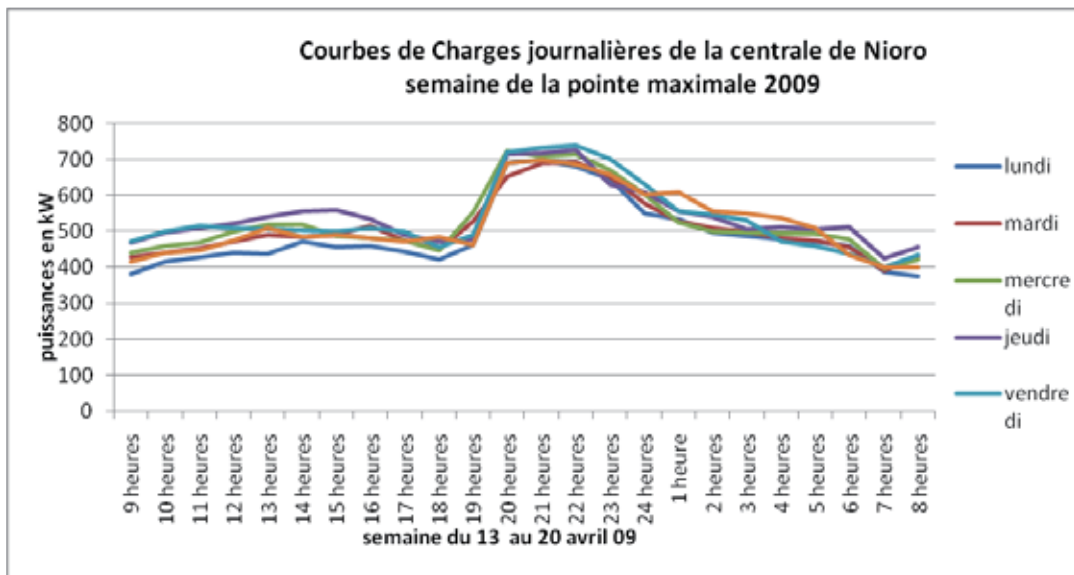


Figure 3.16. Courbes de charge journalières en 2009 pour Nioro pendant une semaine avec une charge maximale

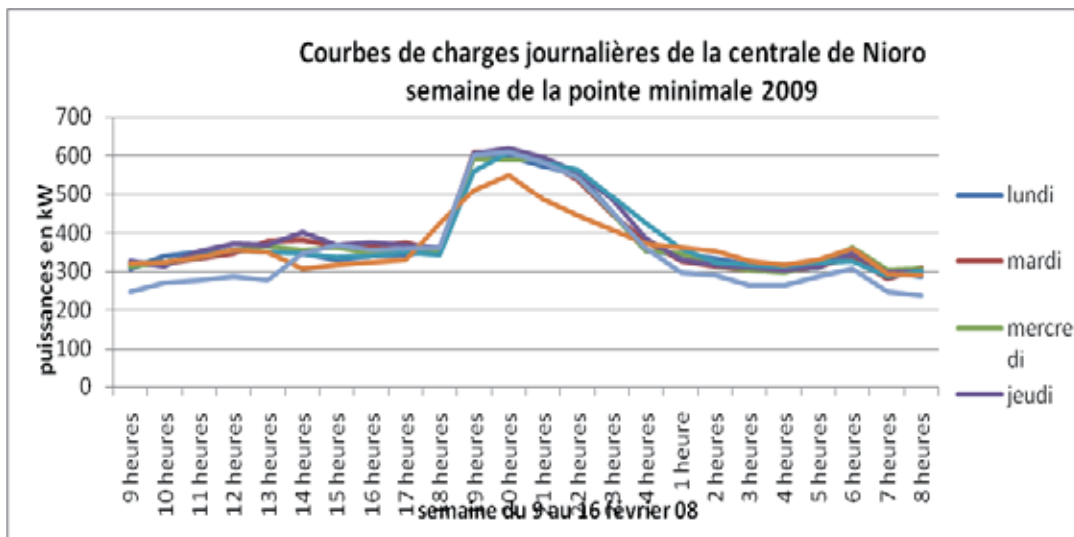


Figure 3.17. Courbes de charge journalières en 2009 pour Nioro pendant une semaine avec une charge minimale

### 3.2.4 Coûts évités de l'électricité dans les centres isolés

Le coût de production de l'électricité dans les centres isolés est considérablement plus élevé que dans le réseau interconnecté. Les coûts de production en 2006 et 2007 sont indiqués dans le Tableau 3.7. Basé sur le coût moyen de la production de 2006 et 2007 et compte tenu du prix du pétrole en 2006 et 2007 qui était de 65 USD/baril, le coût de la production a été estimé pour un prix de combustible à 75, 100 ou 125 USD/baril. Ces estimations des coûts sont présentées dans le Tableau 3.8.

Tableau 3.8. Estimation des coûts de production de l'électricité dans les centres isolés basés sur les coûts de production en 2006 et 2007

Ville	Consommation specifique g/kWh	Coûts independent du combustible CFA/kWh	Coût total de production (CFA / kWh) selon le prix du pétrole brut			
			65 USD/b.	75 USD/b.	100 USD/b.	125 USD/b.
Mopti/sevaré	246	33	137	148	177	206
Gao	241	51	152	164	192	220
Tombouctou	260	71	180	192	223	253
Bougouni	256	33	140	152	183	213
San	206	74	161	170	195	219
Niono	272	47	161	174	206	238
Nioro	232	59	157	168	195	222
Kidal	239	57	158	169	197	225
Bandiagara	259	81	190	202	232	263
Douentza	245	112	215	226	255	284
Djenné	282	54	172	185	218	251
Dire	259	93	202	214	244	275
Goundam	300	102	228	243	278	313
Kangaba	264	80	191	203	234	265
Niafunke	269	89	202	214	246	278
Ouelessebougou	272	118	233	245	277	309
Tominian	272	97	211	224	256	288

L'estimation des coûts de production de l'électricité (100 USD/baril) dans les centres isolés est présentée dans la Figure 3.18.

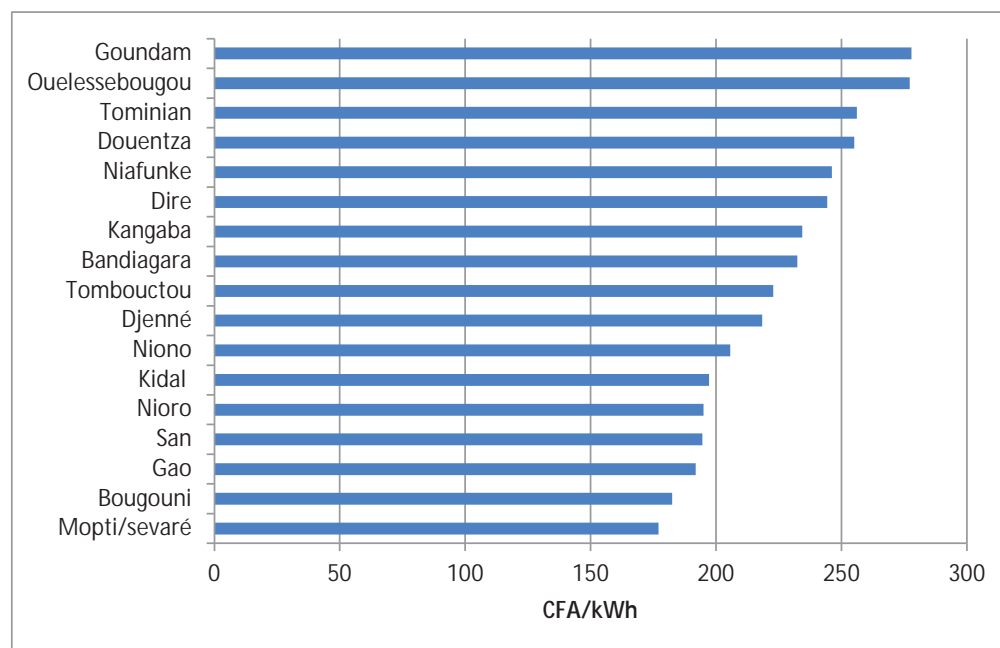


Figure 3.18. Estimation des coûts de production de l'électricité dans les centres isolés à 100 USD/baril

Le

Tableau 3.8 et la Figure 3.18 montrent que les coûts évités dans les centres isolés sont nettement plus élevés que dans le réseau interconnecté. Cela est dû au fait que les centrales sont plus petites avec un rendement plus faible (consommation spécifique plus élevée) et avec des coûts d'exploitation et d'entretien plus élevés. Cela signifie que les petites installations d'énergie solaire et éolienne en système hybride avec les centrales existantes fonctionnant au diesel peuvent être économiquement viables dans ces réseaux, en dépit de l'augmentation des coûts. Par conséquent, les petites installations d'énergie solaire et éolienne intégrés dans les systèmes diesel hybrides existants peuvent être économiquement viables dans ces réseaux. De plus amples détails seront fournis dans les chapitres 5 et 7.

### 3.3 Electrification rurale (mini-réseaux)

Au Mali, les petites localités non desservies par le réseau existant et le réseau planifié sont considérées comme faisant partie du programme d'électrification rurale sous la responsabilité de l'Agence malienne pour le développement de l'énergie domestique et de l'électrification rurale (AMADER).

Deux approches différentes de l'électrification rurale ont été planifiées au Mali :

- 1) Les *concessions* : cette approche prévoit l'attribution de concessions d'électrification rurale à des opérateurs privés sélectionnés par le biais d'un appel d'offres. Pour ces concessions, le pays est divisé en 8 zones d'électrification multi-sectorielle (ZEM). Ce processus a été initié il y a plusieurs années, mais malgré l'importance des financements reçus il s'est avéré difficile d'attirer les opérateurs privés susceptibles de mobiliser suffisamment de fonds pour la mise en oeuvre des plans dans les zones. Selon les informations fournies par AMADER en février 2012, ce processus a été interrompu.
- 2) Les *applications* : les opérateurs privés doivent envoyer des propositions d'électrification pour une localité plus petite ou un groupe de localités spécifique. Cette approche est appelée « Projets de candidatures spontanées ». Les projets soumis peuvent recevoir une subvention d'investissement (à hauteur de 80 % de l'investissement initial) en fonction de la faisabilité du projet. Fin 2010, ce programme avait permis l'électrification de 111 petites localités, soit 32 000 clients au total (AMADER 2011).

La liste complète de ces 111 localités est fournie à l'annexe 2, avec celle des projets prévus.

Pour la plupart, ces localités sont alimentées par des mini-réseaux fonctionnant au gazole. Etant donné les prix élevés du gazole et la baisse des prix des panneaux photovoltaïques, ce marché semble intéressant pour les systèmes hybrides combinant panneaux solaires et gazole. Cette option est étudiée plus en détail à la section 7.2.

### 3.4 Contrats d'achat d'électricité

Un certain nombre de pays africains ont mis en œuvre, ou s'apprêtent à le faire, des contrats d'achat d'électricité pour les énergies renouvelables, notamment la vente d'énergie solaire ou éolienne au réseau. Les expériences en Afrique et ailleurs montrent qu'un contrat d'achat d'électricité bien formulé peut réellement favoriser la mise en œuvre à plus grande échelle de l'approvisionnement en énergie renouvelable du réseau (Haselip, Nygaard *et al.* 2011; Haselip 2011; Pegels 2011 5).

Le premier contrat d'achat d'électricité au Mali a été passé apparemment entre EDM et la fabrique de sucre SOSUMAR. Lors d'un entretien avec les dirigeants de SoSuMAR, ils ont indiqué qu'ils prévoyaient la construction d'une centrale électrique à bagasse de 30 MW<sub>el</sub> pour leur propre consommation d'énergie industrielle et d'électricité (27 MW<sub>el</sub>) et pour fournir de l'électricité au réseau (3 MW<sub>el</sub>). Un contrat d'achat d'électricité aurait été passé avec EDM, mais les dirigeants n'ont pas donné de détails (SOSUMAR 2012).

## 4 Ressources éoliennes au Mali

Le présent chapitre résume l'évaluation des ressources décrite par le rapport « Estimation des ressources éoliennes et solaires au Mali » (Badger, Larsen *et al.* 2012) et ajoute de précieuses informations sur les variations annuelles et quotidiennes de vitesse du vent et de densité de puissance éolienne. Il termine en décrivant les possibilités d'intégration à grande échelle de l'énergie éolienne avec la capacité hydroélectrique existante.

### 4.1 Introduction

L'estimation des ressources éoliennes au Mali est basée sur une combinaison de données météorologiques mondiales sur les 30 dernières années<sup>3</sup> et de relevés éoliens locaux effectués sur 14 sites ces dernières années. Ces deux sources de données sont combinées à l'aide d'analyses KAMM / WAsP. Les résultats de ces analyses sont présentés sous forme graphique sur des cartes de ressources éoliennes.

L'« atlas éolien simulé », basé sur une analyse KAMM des données de la base de données globale, indique les ressources éoliennes estimatives correspondant à des hauteurs spécifiques. L'« atlas éolien généralisé », basé sur l'atlas éolien simulé en combinaison avec les cartes donnant des informations sur la topographie et la rugosité de surface, indique les ressources correspondant à des hauteurs spécifiques dans l'hypothèse d'un terrain plat et d'une rugosité de surface homogène. Les ressources éoliennes réelles d'un site spécifique peuvent alors être estimées en fonction des ressources éoliennes généralisées de cette région, combinées avec la topographie et la rugosité de surface locales.

Les relevés éoliens locaux ont un double objectif. Premièrement ils peuvent être utilisés par l'analyse WAsP pour évaluer les ressources éoliennes locales à proximité du site de relevé. Deuxièmement ils ont été utilisés pour évaluer et calibrer l'atlas éolien généralisé.

Sur la base d'une série de vitesses et de directions du vent sur un site et à une hauteur donnés (provenant de relevés locaux ou d'une analyse KAMM) et d'informations détaillées sur la topographie et la rugosité de surface locales, le programme informatique WAsP peut être utilisé pour estimer les ressources éoliennes locales généralisées, ainsi que les ressources éoliennes réelles sur un site et à une hauteur donnés dans la région où les ressources éoliennes généralisées locales sont valides (généralement dans une zone de 50-100 km, selon les conditions locales).

---

3



## 4.2 Relevés locaux

Le Tableau 4.1 et la Figure 4.1 présentent les relevés éoliens effectués depuis 2008 par CNESOLER sur 14 sites. Ces mesures ont été prises pendant au moins un an sur chaque site. Elles ne sont pas directement comparables étant donné que les hauteurs des relevés varient entre 22 m et 50 m (Tableau 4.1) et que les ressources éoliennes varient d'une année sur l'autre, comme le montre la Figure 4.1 un peu plus loin dans ce chapitre. Les vitesses moyennes du vent enregistrées toutes les 10 minutes au maximum sont indiquées pour chaque site dans le tableau. Aucune n'excède 45 m/s.

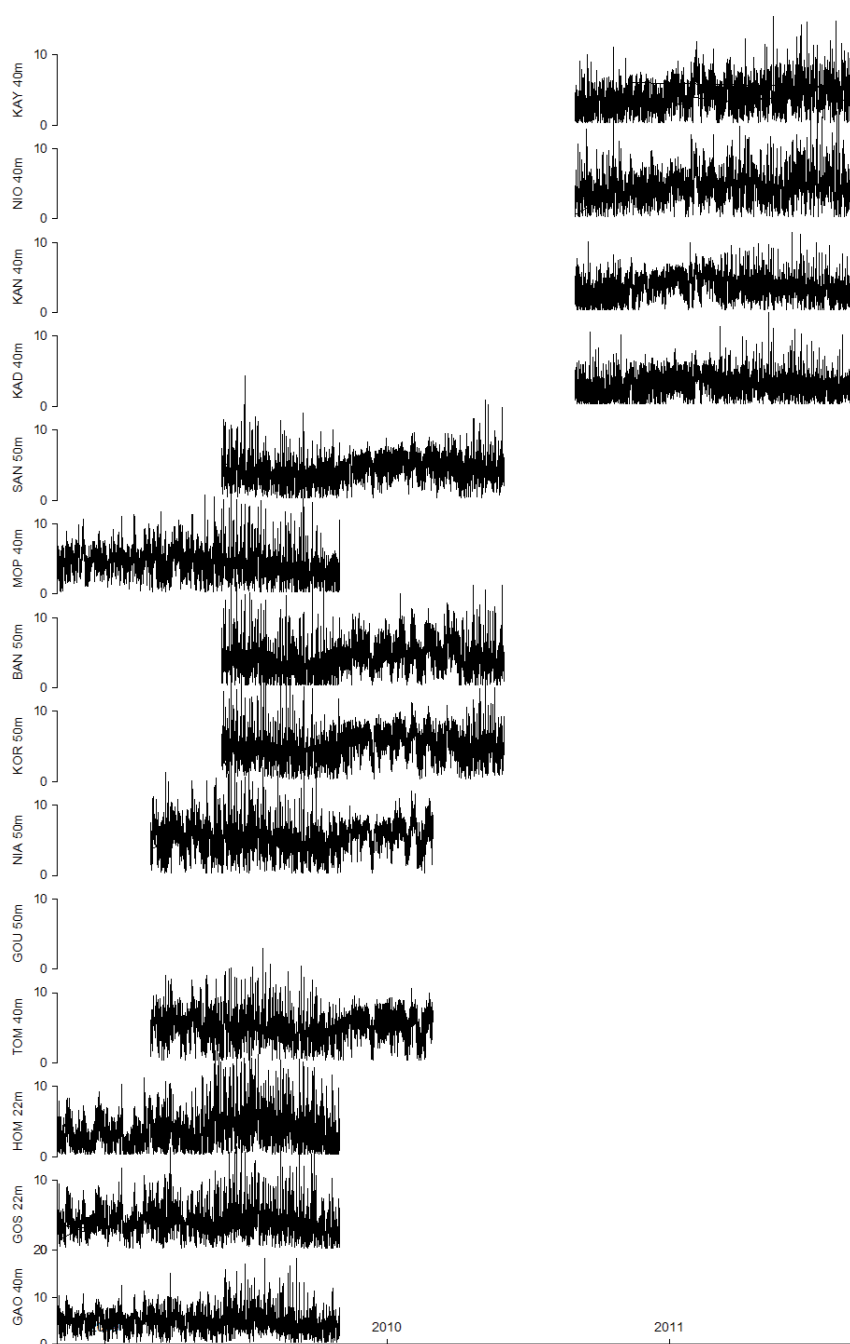


Figure 4.1 : Vue d'ensemble des relevés éoliens effectués par CNESOLER sur 14 sites à partir de 2008. (Source des données : CNESOLER, 2012)

Une année exactement de données éoliennes ont été extraites pour chaque site et analysées pour détecter les éventuelles erreurs avant d'être introduites dans WAsP afin d'éliminer les variations saisonnières dans les résultats. Les fichiers de données de ressources éoliennes régionales WAsP ont été estimées pour chaque site.

Station	UTM29		Données datées du	Hauteur	Vent	Puissance	P@50m
Goundam	E 1072 km	N 1821 km	01-03-2009	50 m	5.5 (32) m/s	160 W/m <sup>2</sup>	185 W/m <sup>2</sup>
Niafunke	E 1036 km	N 1768 km	01-03-2009	50 m	5.4 (37) m/s	149 W/m <sup>2</sup>	170 W/m <sup>2</sup>
Tombouctou	E 1144 km	N 1859 km	01-03-2009	40 m	5.2 (33) m/s	130 W/m <sup>2</sup>	136 W/m <sup>2</sup>
Koro	E 1139 km	N 1566 km	01-06-2009	50 m	5.1 (31) m/s	125 W/m <sup>2</sup>	136 W/m <sup>2</sup>
Kayes	E 240 km	N 1602 km	01-09-2010	40 m	4.2 (24) m/s	80 W/m <sup>2</sup>	122 W/m <sup>2</sup>
Gao	E 1464 km	N 1818 km	01-11-2008	40 m	4.8 (38) m/s	112 W/m <sup>2</sup>	119 W/m <sup>2</sup>
Nioro	E 438 km	N 1685 km	01-09-2010	40 m	4.4 (25) m/s	93 W/m <sup>2</sup>	110 W/m <sup>2</sup>
Bandiagara	E 1083 km	N 1595 km	01-06-2009	50 m	4.3 (36) m/s	96 W/m <sup>2</sup>	101 W/m <sup>2</sup>
Mopti	E 1030 km	N 1610 km	01-11-2008	40 m	4.4 (43) m/s	88 W/m <sup>2</sup>	95 W/m <sup>2</sup>
San	E 945 km	N 1473 km	01-06-2009	50 m	4.4 (35) m/s	82 W/m <sup>2</sup>	92 W/m <sup>2</sup>
Hombori	E 1284 km	N 1704 km	01-11-2008	22 m	3.9 (37) m/s	91 W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>
Gossi	E 1328 km	N 1765 km	01-11-2008	22 m	4.1 (37) m/s	78 W/m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>
Kangaba	E 563 km	N 1321 km	01-09-2010	40 m	3.7 (18) m/s	50 W/m <sup>2</sup>	60 W/m <sup>2</sup>
Kadiolo	E 855 km	N 1170 km	01-09-2010	40 m	3.1 (20) m/s	33 W/m <sup>2</sup>	51 W/m <sup>2</sup>

*Tableau 4.1: Moyenne mesurée et vitesses de vent maximum de 10 minutes (entre parenthèses), et densités de puissance éoliennes calculées à la hauteur mesurée et à une hauteur de 50 m (@ 1,225 kg/m<sup>3</sup> pour la densité de l'air standard) pour une année de données prélevées sur 14 sites entre 2008 et 2011, classées en fonction de la densité de puissance généralisée estimée pour une longueur de rugosité de surface de 50 m et 3 cm. (Source des données CNESOLER, 2012)*

## 4.3 Ressources éoliennes annuelles

### 4.3.1 Vitesse du vent

La répartition spatiale de la vitesse moyenne du vent au Mali est illustrée par la Figure 4.2. Cette figure montre la « vitesse du vent simulée » à 50 m au-dessus du niveau du sol, basée sur une analyse KAMM des données de la base de données globale. La carte a été créée avec une description de surface appliquant une résolution de 7,5 km, ce qui signifie qu'elle ne prend pas en compte les conditions locales détaillées réelles de la topographie (orographie) et de la rugosité de surface. Par conséquent, il est peut-être possible de trouver des sites locaux, par ex. avec des effets d'accélération locaux dus à la topographie, qui offrent un potentiel d'énergie éolienne plus élevé que celui indiqué sur les cartes.

Les résultats sont également disponibles sous la forme d'une série de fichiers de données de ressources éoliennes locales (fichiers d'entrée de ressources éoliennes WAsP) placés à différents points géographiques répartis sur une grille. Les fichiers d'entrée WAsP sont disponibles sur le Web, comme décrit à la section 4.4. La section 5.2 donne des exemples

d'estimation de la production annuelle d'énergie provenant de parcs éoliens et effectuée à des endroits précis à l'aide d'une analyse WasP.

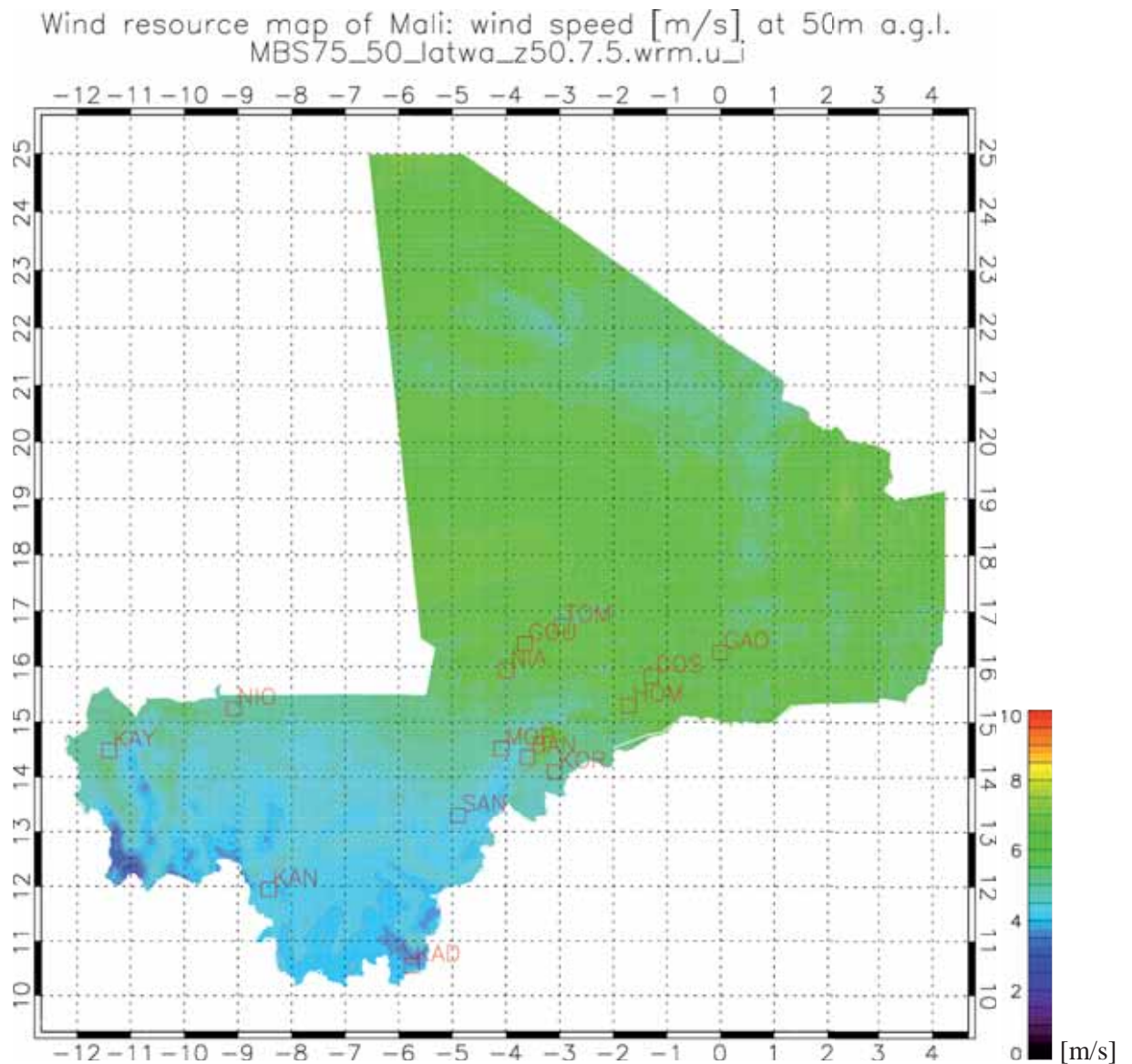


Figure 4.2 : Vitesse moyenne annuelle simulée du vent en m/s à 50 m au-dessus du niveau du sol (Badger, Larsen et al. 2012)

#### 4.3.2 Rugosité de surface et hauteur

En général, les ressources éoliennes augmentent avec la hauteur au-dessus du sol, en fonction de la rugosité de surface. En effectuant une première approximation dans la couche de surface inférieure, qui est significative pour la puissance éolienne, le profil vertical logarithmique de vitesse du vent que l'on peut considérer est le suivant :

$$u_2/u_1 = \ln(z_2/z_0)/\ln(z_1/z_0)$$

où

$u$  est la vitesse du vent

$z$  est la hauteur

$z_0$  est la longueur de rugosité (voir le Tableau 4.2)

Classe	$z_0$ (m)	
3	0.4	Terrain forestier non boisé
2	0.1	Terre agricole avec abris
1	0.03	Terre agricole non boisée
0	0.0002	Sable / eau

Tableau 4.2 : Longueur de rugosité de surface (Réf.: Frank, Rathmann et al. 2001)

#### 4.3.3 Densité de puissance éolienne

Le meilleur moyen de décrire les ressources éoliennes disponibles sur un site potentiel consiste à utiliser le concept de densité de puissance éolienne. Elle est mesurée en watts par mètre carré et indique la quantité d'énergie disponible sur le site qui peut être transformée par une éolienne.

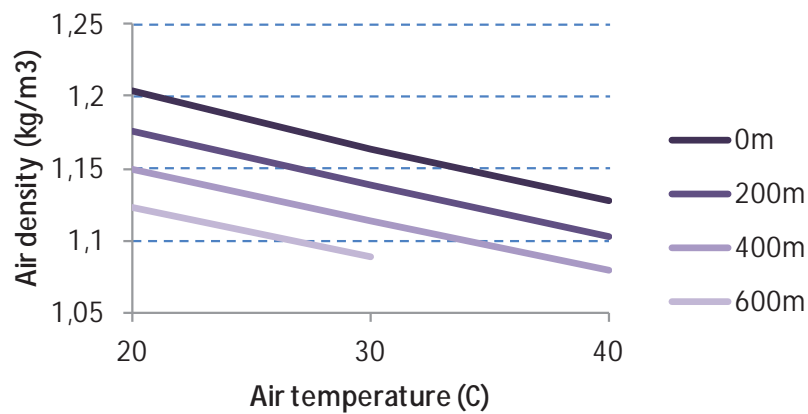


Figure 4.3 : Densité de l'air en fonction de la température de l'air et du niveau de hauteur pour la pression de l'air standard au niveau de la mer.

La relation entre la vitesse du vent et sa puissance est la suivante :

$$P = \frac{1}{2} \rho A u^3$$

où

- P est le flux d'énergie
- $\rho$  est la densité de l'air
- A est la surface balayée
- u est la vitesse du vent

Cela signifie que la densité de puissance ( $P/A$ ) est proportionnelle à la densité de l'air (voir Figure 4.3) et au cube de la vitesse du vent. Par conséquent, un changement de 10 % dans la vitesse du vent correspond à un changement de 30 % dans la densité de puissance.

Dans la littérature les sites sont classés en fonction de la densité de puissance éolienne comme le montre le Tableau 4.3. La carte des ressources éoliennes, qui montre la répartition spatiale de la densité annuelle simulée de puissance éolienne, est présentée dans la Figure 4.4. Cette carte, qui est la plus illustrative, permet d'identifier visuellement les sites potentiels.

Tableau 4.3 : Classes de puissance du vent

Classe de puissance du vent	Densité de puissance W/m <sup>2</sup> à 10 m	Vitesse indicative du vent	Densité de puissance W/m <sup>2</sup> à 50 m	Vitesse indicative du vent
1	0-100	0-4,4	0-200	0-5,6
2	100-150	4,4-5,1	200-300	5,6-6,4
3	150-200	5,1-5,6	300-400	6,4-7
4	200-250	5,6-6	400-500	7-7,5
5	250-300	6-6,4	500-600	7,5-8
6	300-400	6,4-7	600-800	8-8,8
7	400-1,000	7-9,4	800-2 000	8,8-11,9

Wind resource map of Mali: wind power density [ $\text{W/m}^2$ ] at 50m a.g.l.  
MBS75\_50\_latwa\_z50.7.5.wrm.e\_

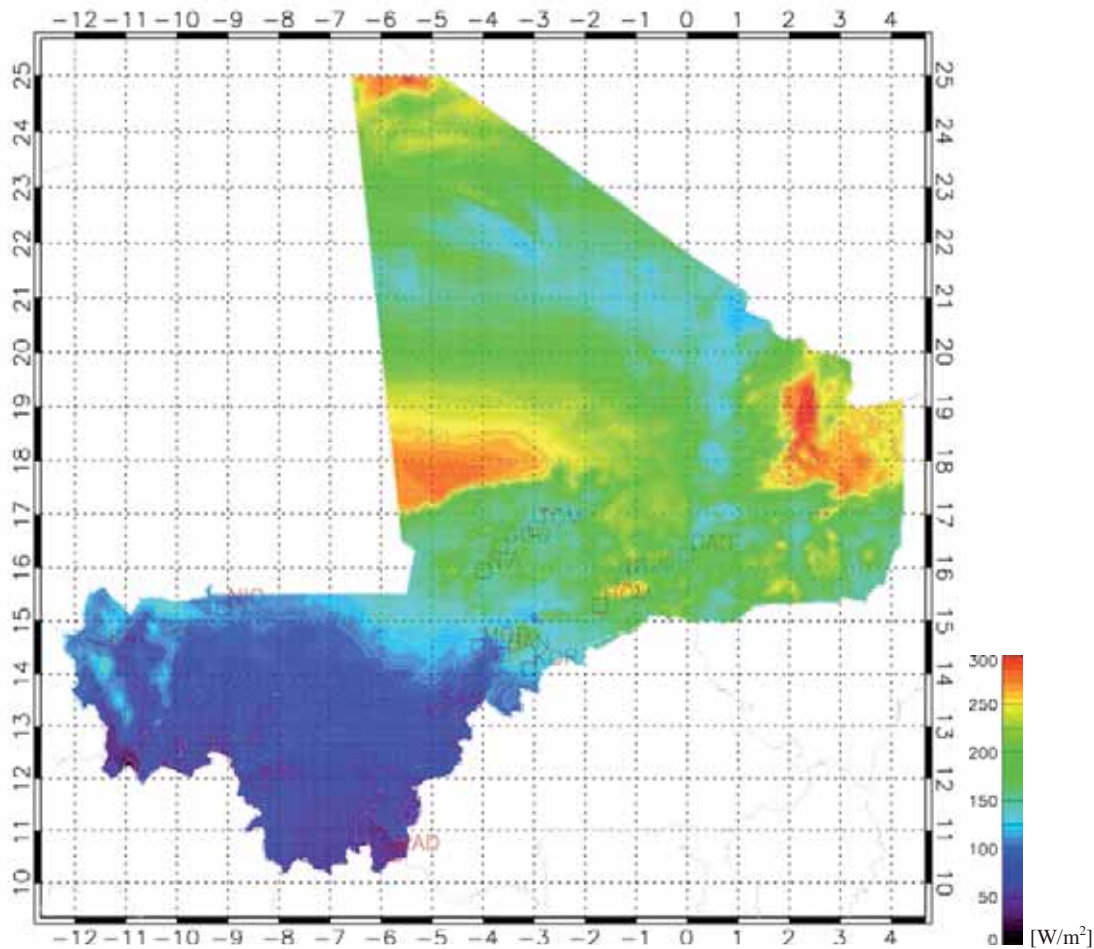


Figure 4.4: Densité de puissance éolienne moyenne simulée pour le Mali (en  $\text{W/m}^2$ ) à une hauteur de 50 m (Badger, Larsen et al. 2012)

Cependant, comme pour la carte représentant la vitesse du vent à la Figure 4.2, il convient de noter que la résolution de la carte est de  $7,5 \times 7,5$  km. Cela signifie que la topographie et la rugosité locales ne sont pas prises en compte. Par conséquent, il est peut-être possible, comme le montre la section 5.2, de trouver un site local, par ex. avec des effets d'accélération locaux dus à la topographie, qui offre un potentiel d'énergie éolienne plus élevé que celui indiqué sur les cartes.

Selon ce qu'indique la carte, les zones dans lesquelles des parcs éoliens plus importants pourraient être créés se trouvent à 300 km au nord-est de Tombouctou et à 400 km au nord-est de Gao. Malheureusement, ces zones qui conviendraient à l'installation de grands parcs éoliens sont éloignées du réseau électrique interconnecté comme le montre la Figure 3.6. Le réseau existant s'arrête à Ségou et une extension jusqu'à Mopti est prévue pour 2017-2018. La distance entre les zones mentionnées ci-dessus et Mopti est de 400 km et 500 km respectivement. La Figure 4.5 montre la densité de puissance éolienne et les lignes de transport d'énergie prévues.



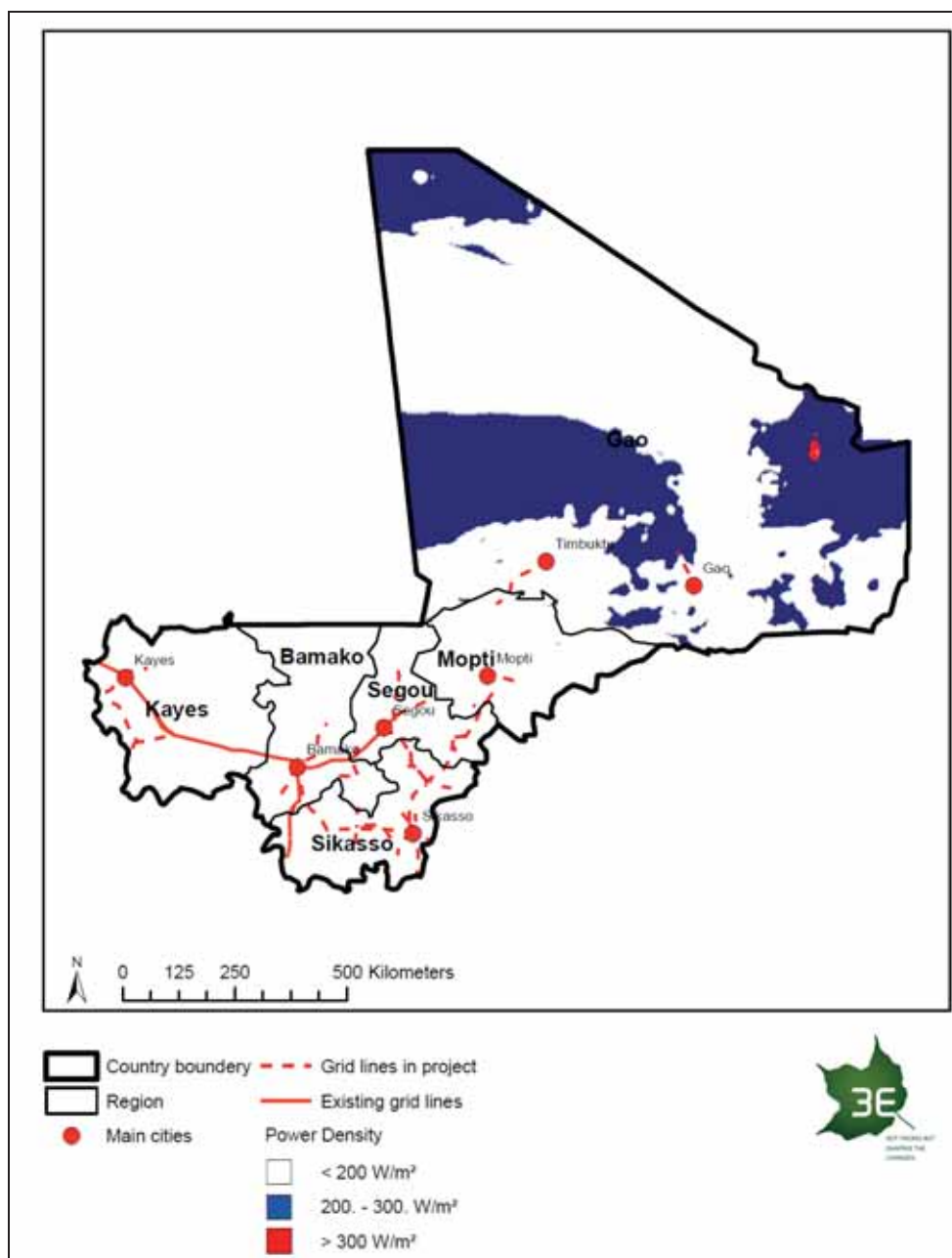


Figure 4.5 : Densité de puissance éolienne et lignes de transport d'énergie prévues

#### 4.4 Application de données utilisant WAsP

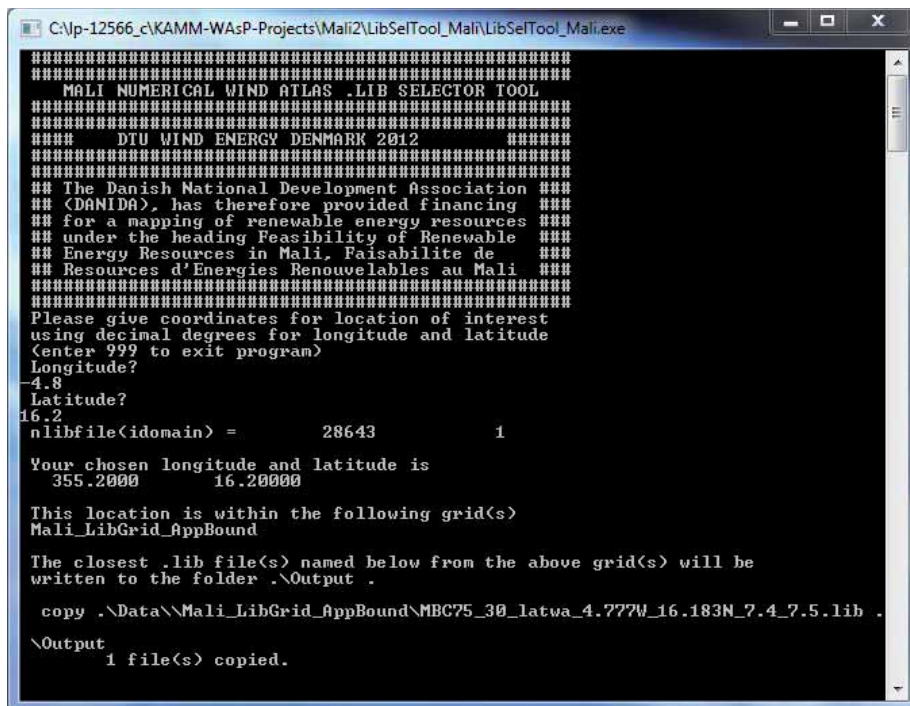
L'élément de véritable valeur ajoutée de la méthodologie d'atlas éolien numérique KAMM/WAsP est la capacité à appliquer les données d'atlas éolien généralisée dérivées à une micro-échelle à l'aide du logiciel WAsP. Cela permet à l'utilisateur de WAsP de procéder aux calculs de préfaisabilité pour tout site couvert par l'atlas éolien numérique et d'effectuer des estimations de production annuelle d'énergie pour un type d'éolienne et des caractéristiques spécifiques. Cette section présente une démonstration de ces applications.

Premièrement, l'utilisateur doit évaluer les données exactes généralisées de climat éolien pour un site donné. Ces données sont contenues dans un fichier dit *.lib-file*. Le Mali est couvert par un quadrillage de fichiers *.lib-file* espacés de 7,5 km constituant des dizaines de milliers de fichiers *.lib-file*.

Il existe deux méthodes pour accéder aux données climatiques généralisées du vent pour le Mali.

### Méthode 1

Pour un accès hors ligne un logiciel simple est fourni pour téléchargement dans le site Web du projet ([www.frsemali.org](http://www.frsemali.org)). En exécutant ce logiciel, l'utilisateur est invité à indiquer la longitude et la latitude du lieu concerné, et le logiciel copie le *.lib-file* pertinent contenant les données de climat éolien généralisées dans le dossier adéquat. Une capture d'écran de cette application est reproduite à la Figure 4.6. Le site Web du projet comprend également un guide d'utilisation de cet outil de sélection des *lib-file* 'hors ligne'.



```
#####
MALI NUMERICAL WIND ATLAS .LIB SELECTOR TOOL
#####
DTU WIND ENERGY DENMARK 2012
#####
The Danish National Development Association
(DANIDA), has therefore provided financing
for a mapping of renewable energy resources
under the heading Feasibility of Renewable
Energy Resources in Mali. Faisabilite de
Resources d'Energies Renouvelables au Mali
#####
Please give coordinates for location of interest
using decimal degrees for longitude and latitude
(Enter 999 to exit program)
Longitude?
-4.8
Latitude?
16.2
nlibfile(idomain) =      28643      1

Your chosen longitude and latitude is
355.2000      16.2000

This location is within the following grid(s)
Mali_LibGrid_AppBound

The closest .lib file(s) named below from the above grid(s) will be
written to the folder .\Output .

copy .\Data\Mali_LibGrid_AppBound\MBC75_30_latwa_4.777W_16.183N_7.4_7.5.lib .
.\Output
1 file(s) copied.
```

Figure 4.6 : Capture d'écran de l'outil de sélection des fichiers *lib-file*.

### Méthode 2

Pour un accès en ligne, un autre outil de sélection des *.lib-file* est disponible. Il s'appelle Tadpole et utilise une interface Google Earth pour permettre à l'utilisateur de naviguer, de sélectionner un site d'intérêt et de télécharger les données de climat éolien généralisées. Un lien vers le serveur Tadpole est disponible sur le site web du projet ([www.frsemali.org](http://www.frsemali.org)). Une capture d'écran de Tadpole est fournie dans la Figure 4.7. Le site Web du projet comprend également un guide d'utilisation de Tadpole



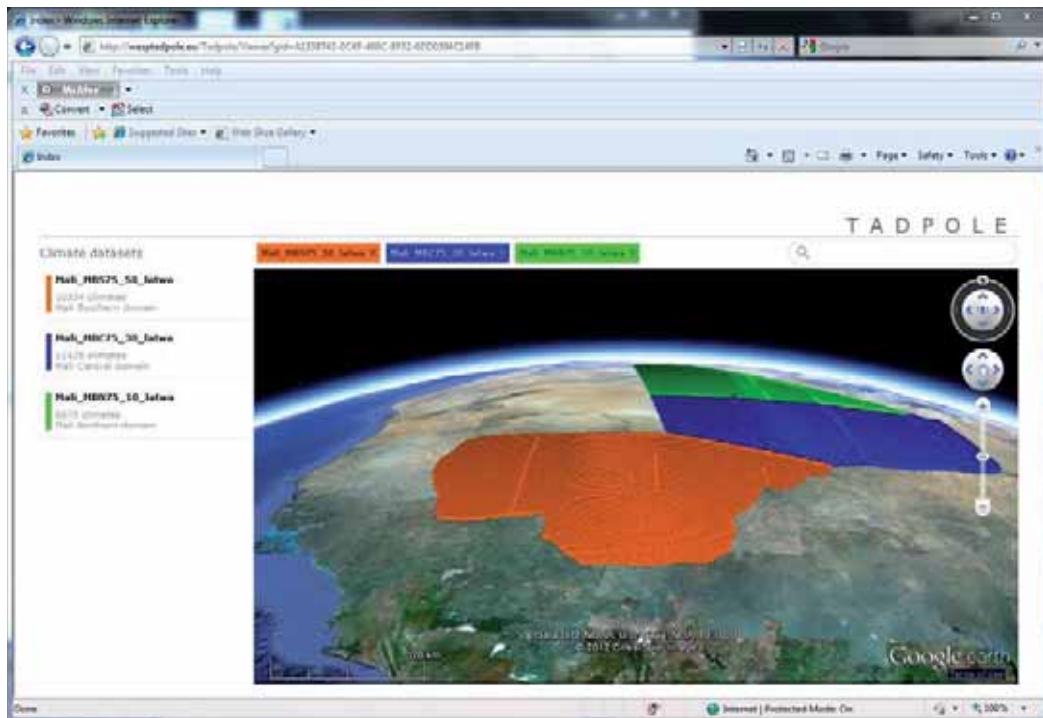


Figure 4.7. Capture d'écran du Tadpole, l'outil de sélection de lib-file sur le Mali. Les points, orange, bleu et verts indiquent les endroits de lib-file. L'utilisateur peut naviguer, zoomer, et parcourir la carte et en cliquant sur un point permet à l'utilisateur de télécharger le lib-file de sorte qu'il peut être appliqué dans WAsP

## WAsP

Une fois téléchargé, le fichier .lib-file peut être utilisé dans le logiciel WAsP pour effectuer une modélisation micro-échelle. Figure 4.8 présente une capture d'écran des résultats WAsP affichés dans Google Earth. Cette fonctionnalité d'affichage fait partie de WAsP. L'application a été utilisée pour calculer la variation de la production annuelle d'énergie suivant le relief au sud de Kayes. Le logiciel est un outil très puissant de localisation de sites potentiels d'implantation d'éoliennes ailleurs que sur les sites de relevé et d'estimation de la production annuelle d'énergie d'éoliennes spécifiques par combinaison des informations sur la distribution directionnelle de la vitesse du vent avec la courbe de puissance de l'éolienne

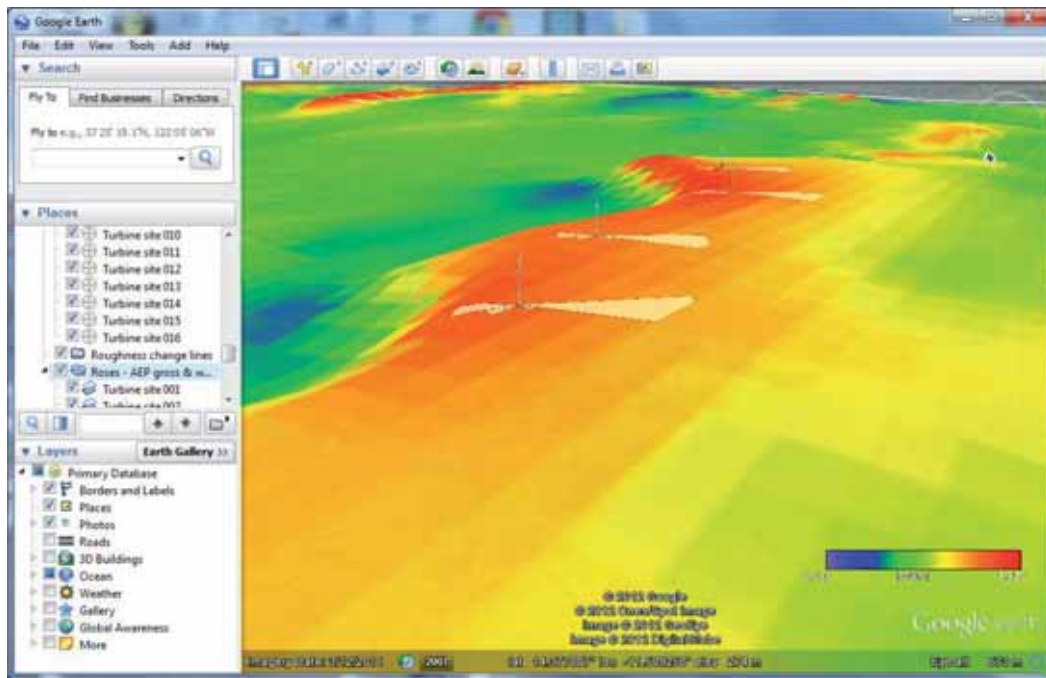


Figure 4.8 : Capture d'écran présentant le logiciel WAsP en cours d'utilisation pour calculer la vitesse du vent moyenne annuelle à 70 m du niveau du sol pour une surface de 4,5 km par 4,5 km à une résolution de 100 m. La zone comprend la station de relevé (à proximité de la limite ouest) et un site d'implantation d'éolienne hypothétique (angle nord-est). Une prédiction de climat éolien peut être calculée pour n'importe quel emplacement et une estimation de la production annuelle d'énergie d'une éolienne peut être obtenue à l'aide de WAsP. Les données d'entrée sont des données de climat éolien généralisées provenant du calcul d'atlas éolien numérique KAMM/WAsP. Ce calcul n'est qu'un exemple. La rugosité de surface utilisée est de 0,02 m partout. Un relevé topographique doit être effectué pour affiner les détails de la carte de calcul

## 4.5 Variations annuelles et quotidiennes

Les variations caractéristiques des ressources éoliennes, et partant les variations de la production d'énergie éolienne par les éoliennes potentielles, d'une année sur l'autre, au long de l'année, au long de la journée et minute par minute (la dernière indiquée par la turbulence) sont importantes pour la valeur et l'intégration de la puissance éolienne dans le système électrique spécifique, décrite plus en détail à la section 4.6 ci-après.

La Figure 4.9 montre la variation de la vitesse moyenne annuelle du vent géostrophique d'une année sur l'autre pour le Mali, en indiquant la valeur moyenne sur 30 ans et les valeurs.

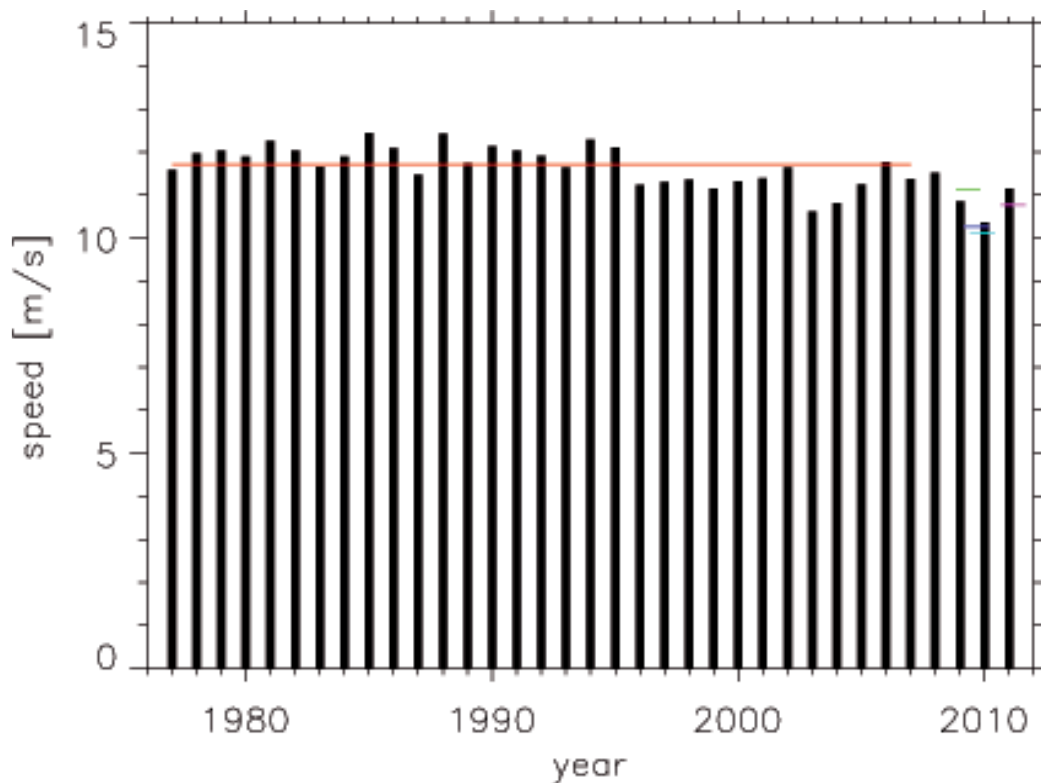


Figure 4.9 : Variation de la vitesse moyenne annuelle du vent géostrophique d'une année sur l'autre pour le Mali, indiquant la valeur moyenne sur 30 ans et les valeurs

La Figure 4.10 montre un exemple des caractéristiques de la variation des ressources éoliennes sur l'année et sur la journée pour Kayes et la Figure 4.11 pour Goundam.

Ces figures montrent la moyenne mensuelle des vitesses du vent, les intensités des turbulences et les densités de puissance éolienne pour chaque mois, ainsi que la moyenne mensuelle de la vitesse du vent et de la densité de puissance éolienne pour chaque heure de la journée sur un mois, en indiquant les densités moyennes de puissance éolienne la plus élevée et la plus basse.

Les exemples montrent des variations caractéristiques claires, systématiques, mais différentes des ressources sur l'année et sur la journée. A Kayes les ressources sont à leur niveau maximum au printemps et en été, et minimum en automne jusqu'en février. A Kayes les ressources sont à leur niveau maximum au milieu de la nuit et au milieu de la journée, et minimum le matin et l'après-midi. A Goundam les ressources sont à leur niveau maximum en été et minimum en automne. A Goundam les ressources sont à leur niveau maximum le matin et tard le soir, et minimum tôt le matin et tôt le soir.

Les variations sont essentiellement indicatives étant données qu'elles ne sont basées que sur une année de relevés.

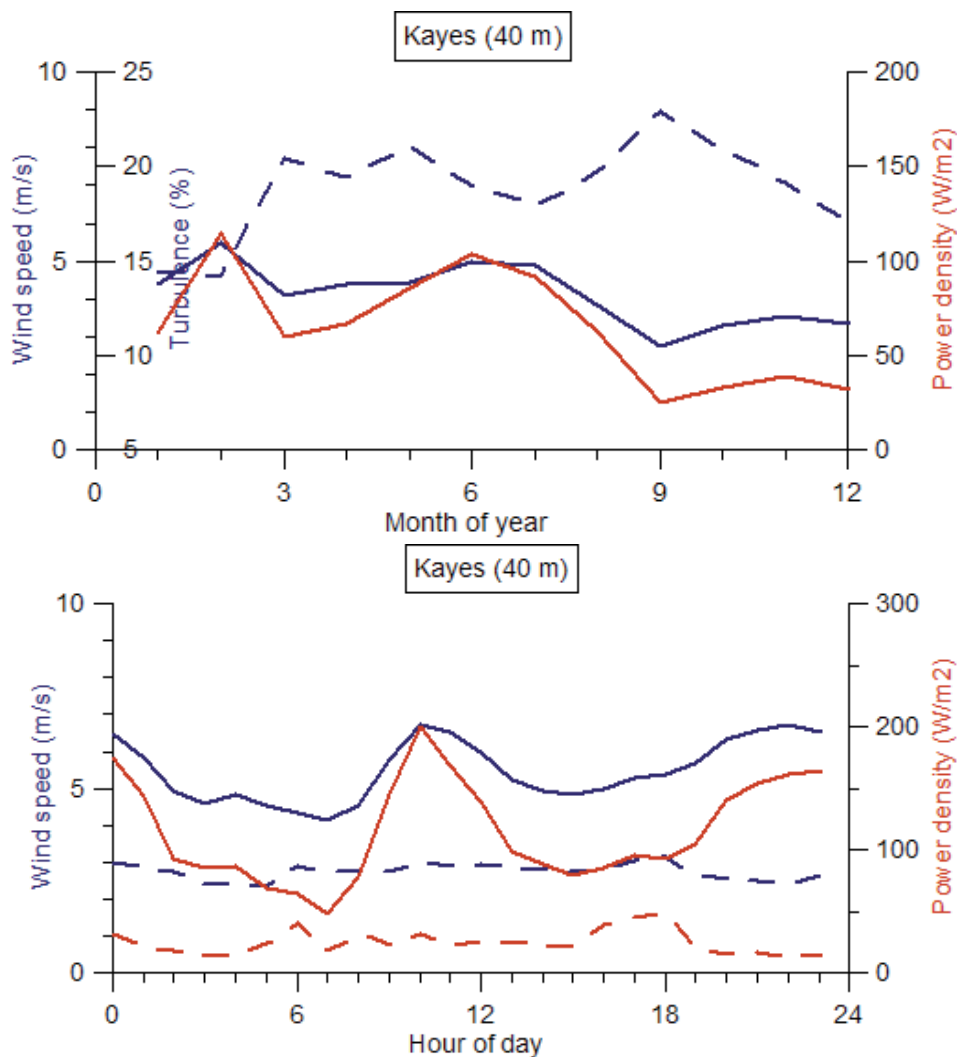


Figure 4.10 : Exemple de variation des ressources éoliennes sur l'année et sur la journée à Kayes, basées sur les données prélevées sur une année. Supérieures : vitesses du vent, intensités des turbulences et densités de puissance éolienne moyennes mensuelles. Inférieures : Vitesses du vent et densités de puissance éolienne moyennes mensuelles pour février et septembre (pointillés). (Source des données : CNESOLER, 2010/11)

#### En général

- Les ressources éoliennes augmentent avec la latitude – passant d'un très petit vent au sud (où se trouve la population et la charge) à un meilleur vent au nord (population clairsemée) – voir Figure 4.2 et Tableau 4.1 ; et
- Les ressources éoliennes sont plus importantes pendant la saison sèche (de novembre à mars), avec des directions de vents dominants nord-est, que pendant l'hivernage (d'avril à octobre) avec des directions de vents dominants sud-ouest.

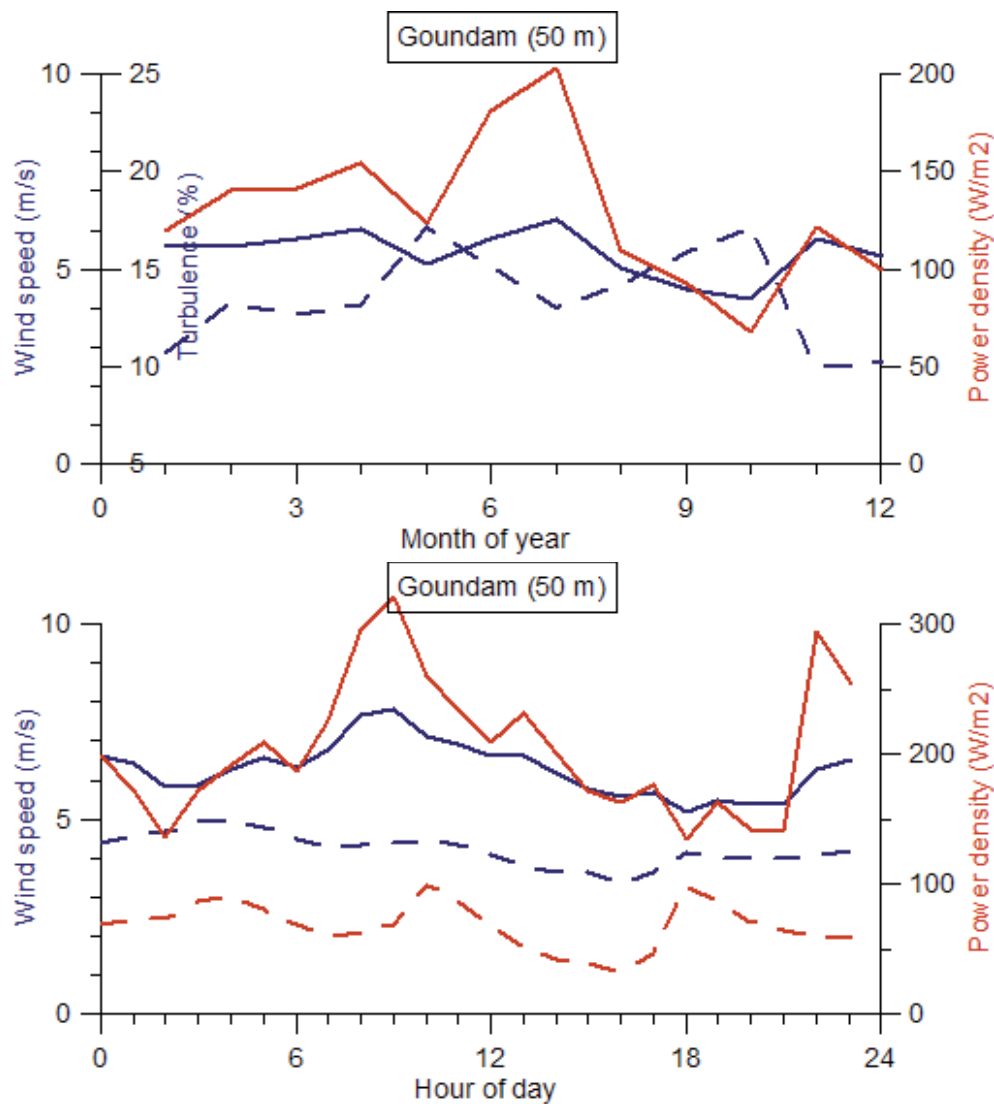


Figure 4.11 : Exemple de variation des ressources éoliennes sur l'année et sur la journée à Goundam, basées sur les données prélevées sur une année. Supérieures : Vitesses du vent, intensités des turbulences et densités de puissance éolienne moyennes mensuelles. Inférieures : Vitesses du vent et densités de puissance éolienne moyennes mensuelles pour juillet et octobre (pointillés). (Source des données : CNESOLER, 2009/10)

#### 4.6 Intégration avec l'hydroélectricité

Dans les barrages hydroélectriques, le niveau d'eau, et donc le potentiel hydroélectrique, est au plus bas au début de l'hivernage en juillet et en août. C'est ce que montre la Figure 4.12, qui montre le niveau de l'eau dans le barrage de Manantali sur le fleuve Sénégal. Le projet de Manantali associe le Sénégal, la Mauritanie et le Mali, et les partenaires se partagent l'électricité produite.

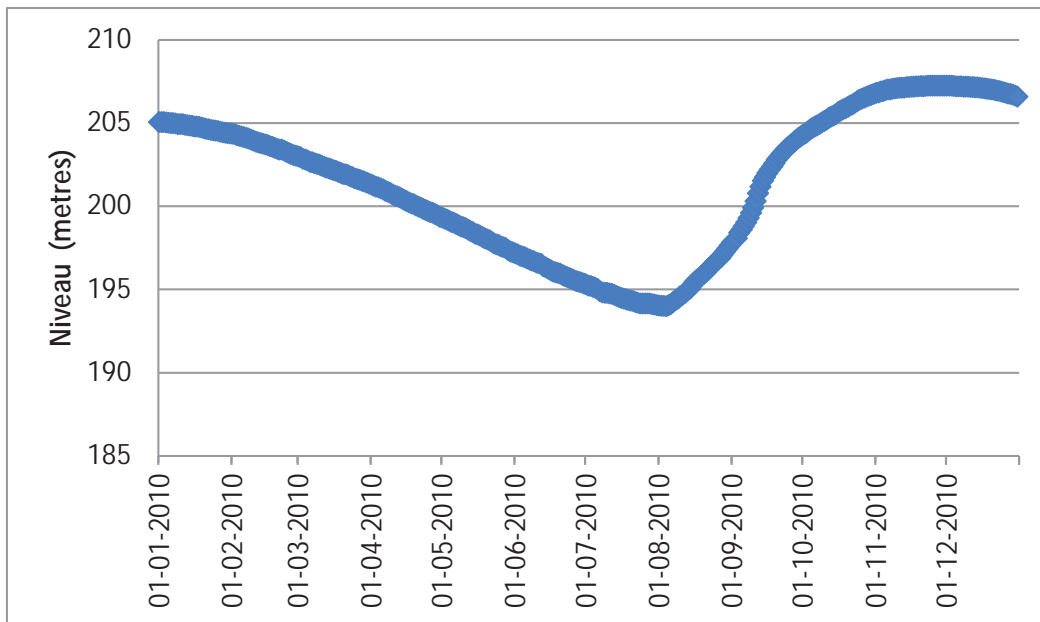


Figure 4.12 : Variation du niveau de l'eau dans le barrage de Manantali en 2010 (Source : SOGEM)

Les précipitations étant saisonnières et se limitant à quelques mois de juillet à octobre, la plupart de l'année l'eau reste un facteur de limitation pour le fonctionnement du barrage hydroélectrique. En 2010, avec une puissance nominale de 200 MW, le barrage de Manantali fonctionnait avec une charge annuelle moyenne de 97 MW, à cause du manque de débit d'eau.<sup>4</sup> Mais ce faible facteur de charge implique que le barrage hydroélectrique a une capacité de régulation élevée.

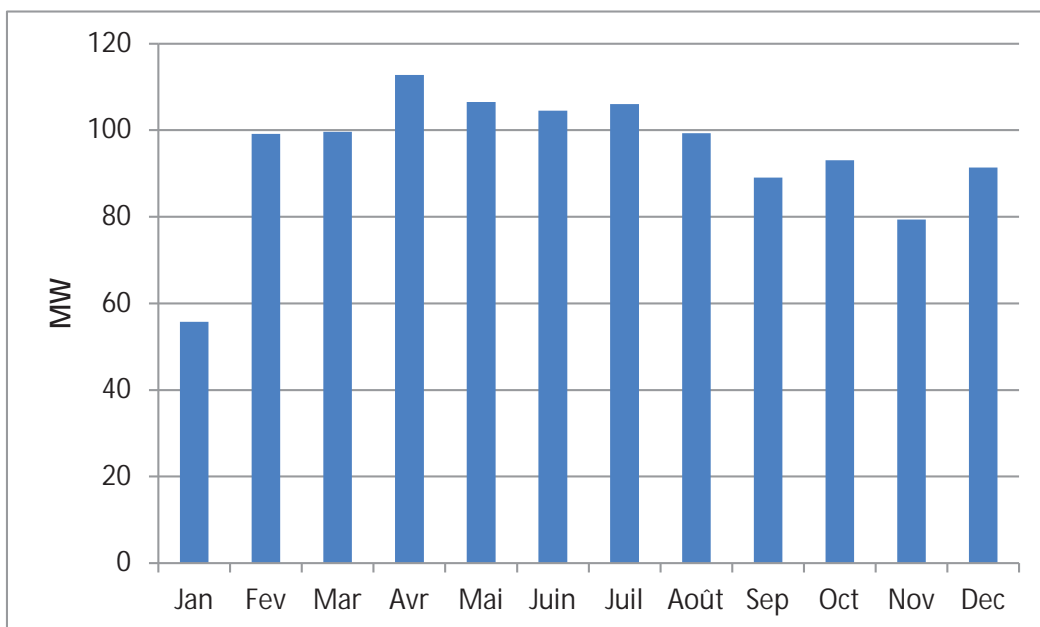


Figure 4.13 : Puissance mensuelle moyenne du barrage de Manantali en 2010 (Source : SOGEM)

<sup>4</sup> Dans le cas du barrage de Manantali, il n'a jamais été rempli au maximum. Cela signifie que le rendement par m<sup>3</sup> est inférieur au maximum, mais également que l'eau n'est pas gaspillée, même à la fin de l'hivernage. Entretien avec Seybou TOURE, ingénieur chez SOGEM, février 2012.

Cette capacité de régulation peut être utilisée tout au long de l'année. La Figure 4.13 montre comment la production est maintenue à un niveau bas en automne pour économiser de l'eau, ce qui permet d'augmenter la production pendant les mois de printemps où la demande d'électricité dans le système interconnecté est la plus élevée (voir la Figure 3.6).

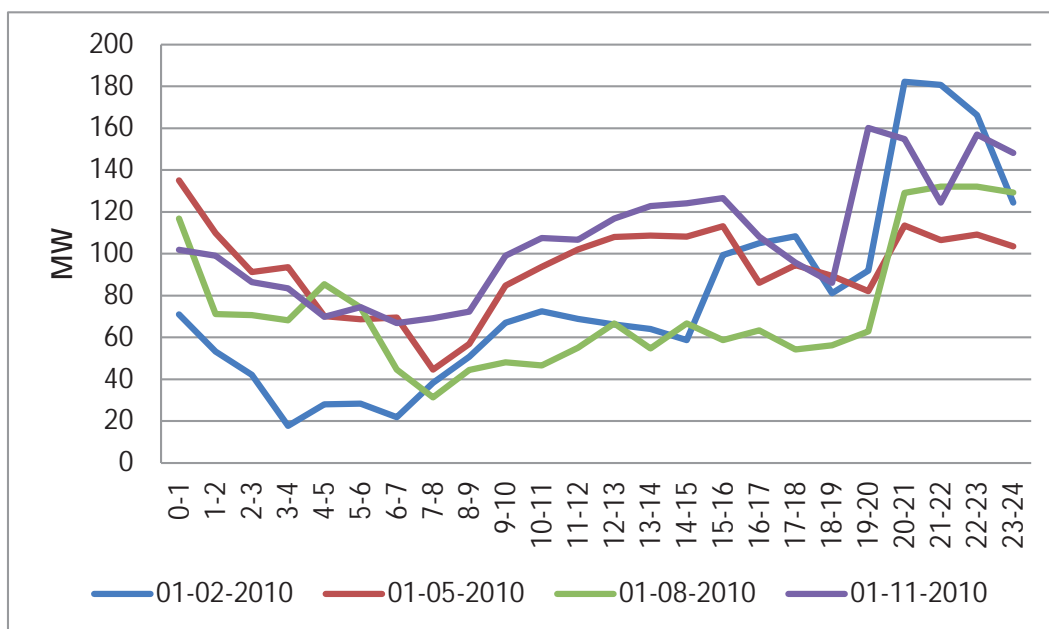


Figure 4.14 : Puissance moyenne par heure du barrage de Manantali en 2010 (Source : SOGEM)

La capacité de régulation peut également être utilisée pour respecter les charges quotidiennes. La Figure 4.14 montre comment le barrage hydroélectrique de Manantali est utilisé pour respecter les charges quotidiennes en février, mai, août et novembre.

Cette capacité de régulation signifie qu'une grande quantité d'énergie éolienne (et solaire) peut être intégrée dans le réseau d'électricité central, sans que l'installation de lignes électriques d'interconnexion transnationales soit même nécessaire. La régulation dynamique de l'hydroélectricité peut être utilisée pour équilibrer l'électricité éolienne fluctuante et cette électricité éolienne peut être utilisée pour compenser un retard saisonnier de la production hydroélectrique. Une répartition géographique des centrales éoliennes permettra de réduire les fluctuations à court terme de la production globale d'énergie éolienne.

## 5 Applications de l'énergie éolienne au Mali

Comme nous l'avons vu en détail au Chapitre 2, les systèmes de production d'électricité au Mali peuvent être classés comme suit :

- Le réseau interconnecté avec une pointe de charge autour de 1000 MW
- Les réseaux isolés avec des pointes de charge autour de 1 MW
- Les systèmes hybrides avec des pointes de charge autour de 100 kW

Pour les petits systèmes hybrides, l'évaluation de l'électricité éolienne conclue à une non faisabilité. Etant donné qu'il n'y a pas de candidats évidents pour les types d'applications de la production d'électricité éolienne au Mali, trois types d'applications ont été étudiés plus en détail :

- Petit parc éolien pour les réseaux électriques isolés
- Parc éolien de taille moyenne à proximité du réseau électrique central auquel il est connecté
- Parc éolien de grande taille éloigné du réseau électrique central, mais connecté à ce réseau

Tombouctou a été sélectionnée pour le premier type, Kayes pour le deuxième et le désert à l'ouest de Tombouctou pour le troisième. En général, pour les parcs éoliens connectés au réseau électrique central : plus le parc éolien est grand, plus il peut être distant du réseau en étant économiquement faisable.



*Figure 5.1. Exemple de parc éolien en Espagne comportant 7 éoliennes 850 kW Gamesa. (Source : Gamesa, 2012)*



## 5.1 Exemples d'éoliennes avec leurs caractéristiques

En ce qui concerne la transformation du vent en électricité, les paramètres et les caractéristiques importants d'une éolienne sont les suivants :

- capacité du générateur,
- diamètre du rotor,
- hauteur du moyeu et
- courbe de rendement (ou de puissance).

La « même » éolienne peut être proposée (à des prix différents) avec des hauteurs de moyeu et des diamètres de rotor différents (voir Figure 5.2). Lorsque la vitesse du vent est élevée, le rendement de l'éolienne doit être limité pour ne pas surcharger le train et le générateur. Pour la plupart des éoliennes de grande taille, on limite la production d'électricité par vents forts en bloquant les pales. L'ensemble de paramètres optimum économique est spécifique à chaque site. En général, plus les ressources éoliennes sont faibles, plus le diamètre du rotor est élevé et plus la rugosité de surface est élevée, plus le moyeu est haut.



Figure 5.2 : Exemple de l'un des différents modèles d'éoliennes 850 kW Gamesa proposés.  
(Source : Gamesa, 2012)

La Figure 5.2 présente un exemple de puissance du vent, de courbe de rendement et de courbe de puissance d'une éolienne spécifique. Lorsque la vitesse du vent est faible, le rendement est de 0, et lorsqu'elle se situe autour de 7 m/s le rendement est au maximum (environ 50 %). La combinaison entre une puissance relativement faible du vent et un rendement relativement faible de l'éolienne à une vitesse de 5 m/s donne une production d'énergie éolienne très faible. La production d'énergie maximum est atteinte à 12-15 m/s, en fonction de la densité de l'air.



Figure 5.3 : Turbines Vergnet 275 KW avec tour inclinable

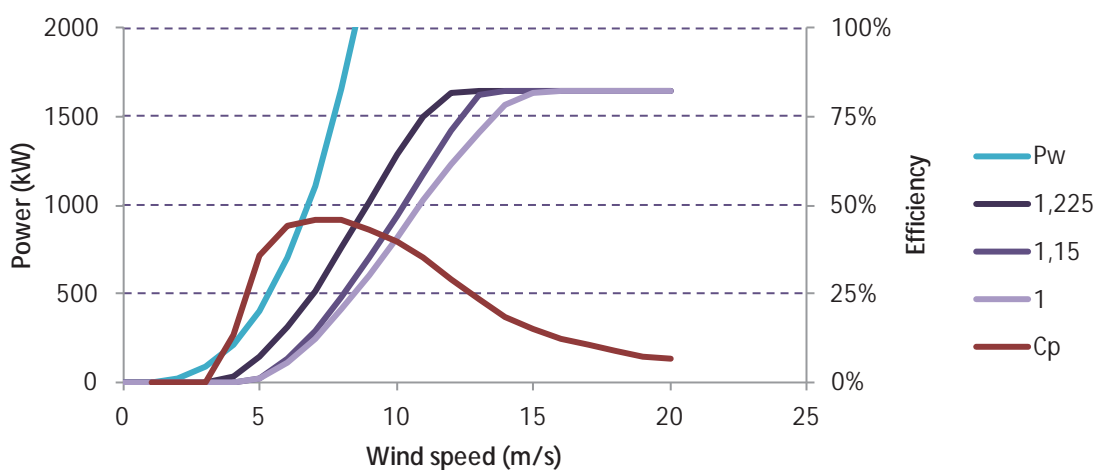


Figure 5.4 : Exemple de puissance du vent ( $P_w$ ) et de courbe de rendement ( $C_p$ ) (pour une densité de l'air de  $1,225 \text{ kg/m}^3$ ), et courbes de puissance pour différentes densités de l'air pour une éolienne spécifique (Vestas V82-1650). (Source des données : Vestas)

## 5.2 Etudes de cas d'applications du vent

### 5.2.1 Tombouctou

Pour donner un exemple de petit parc éolien pour les réseaux diesel isolés, l'étude se base sur l'hypothèse d'un parc éolien de 675 kW au nord de Tombouctou – voir Figure 5.5. Ce parc éolien comprend 3 éoliennes Vestas V29-225 de 225 kW, conçues pour des vents faibles avec un diamètre de rotor de 29 m, correspondant à un ratio capacité du générateur/surface balayée de  $340 \text{ W/m}^2$ .

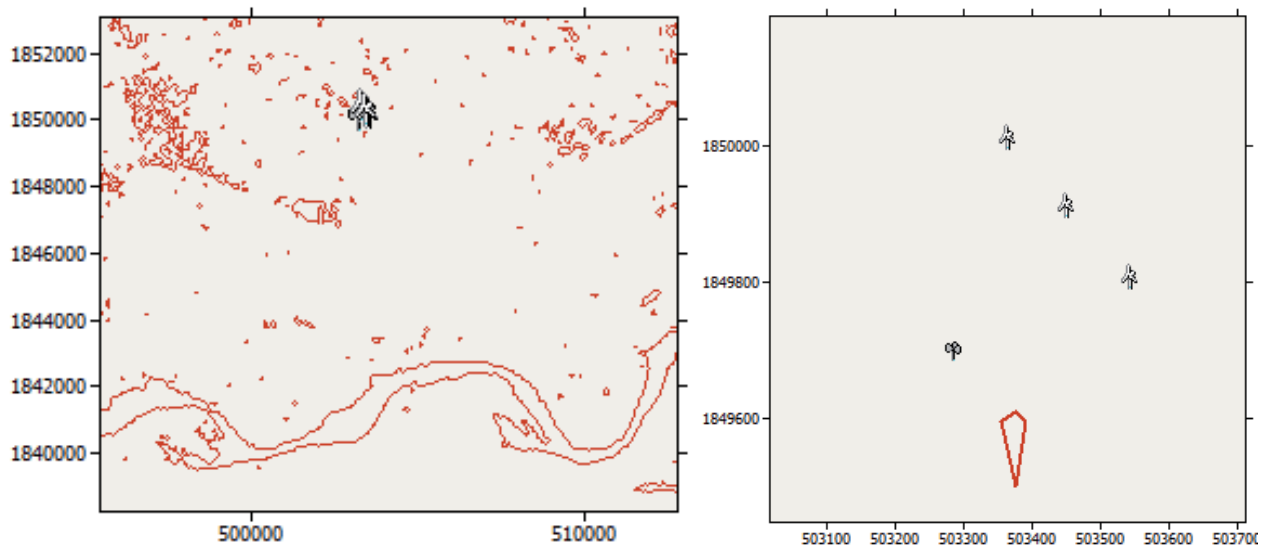


Figure 5.5 : Cartes WasP indiquant le parc éolien de 675 kW situé au nord de Tombouctou.

Selon les calculs WAsP basés sur l'atlas éolien, la production annuelle d'énergie estimative du parc éolien est de 700 MWh, correspondant à un facteur de charge des éoliennes de 12 %.

De Volder, Dewilde et al. (2009) présente des calculs pour une autre technologie basée sur des éoliennes inclinables (Vergnet MP275). Ces éoliennes de 275 kW comprennent une tour de 55 m.

La production potentielle annuelle d'énergie de ce parc composé de 4 éoliennes est de 1850 MWh, soit un facteur de capacité de 19 % dû principalement à la hauteur du moyeu qui est plus élevée. Pour 3 éoliennes, la production potentielle annuelle d'énergie est de 1350 MWh.

### 5.2.2 Parc éolien de Kamango

Pour donner un exemple d'intégration de la puissance éolienne dans l'un des réseaux électriques isolés, l'étude se base sur l'hypothèse d'un parc éolien de 8,5 MW situé à Kamango, à 75 km à l'ouest de Tombouctou et 60 km au nord de Goundam. Ces éoliennes utilisent l'effet d'accélération du vent sur une colline de 100 m. orientée nord-sud et sont connectées au réseau électrique interconnecté Goundam – Tombouctou (voir Figure 5.6).

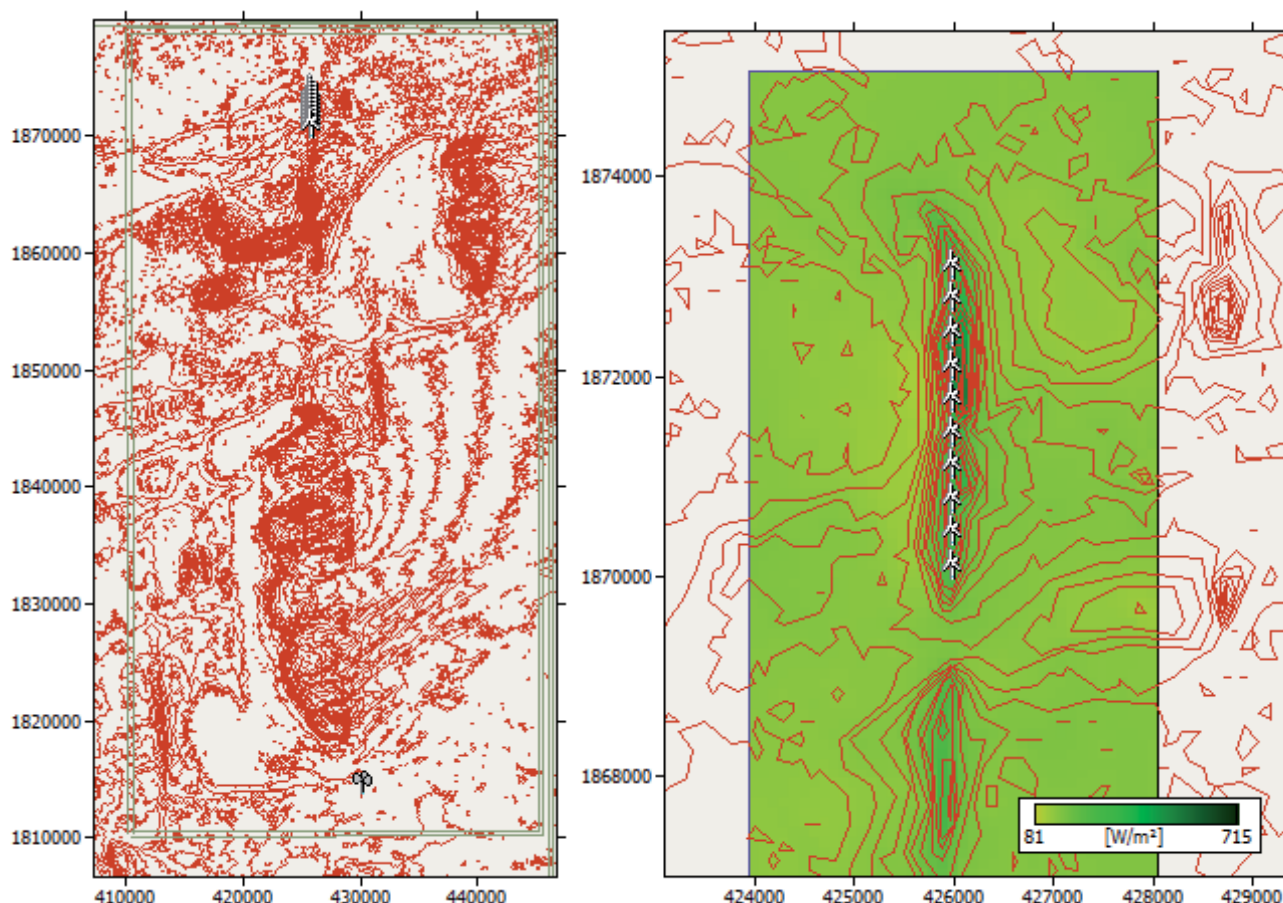


Figure 5.6 : Cartes WasP indiquant le parc éolien de 8,5 MW de Kamango sur une colline de 100 m orientée nord-sud, la station de mesure de Goundam (carte de gauche) et la répartition de la densité d'énergie (carte de droite).

Le parc est composé de 10 éoliennes de 850 kW (Vestas V60-850) conçues pour des vents faibles, avec un diamètre de rotor de 60 m (correspondant à un ratio capacité de générateur/surface balayée de 300 W/m<sup>2</sup>) et une rugosité de surface relative élevée avec une hauteur de moyeu de 60 m. Selon l'estimation WasP, sa production annuelle d'énergie serait de 28 GWh (correspondant à un facteur de capacité de 38 %), basée sur les mesures effectuées à Goundam.

### 5.2.3 Parc éolien de Kayhill

Pour donner un exemple de petit parc éolien à proximité d'un réseau électrique central auquel il est connecté, l'étude se base sur l'hypothèse d'un parc éolien de 8,5 MW situé à 15 km au sud de Kayes et utilisant l'effet d'accélération du vent sur une colline de 100 m orientée NNO-SSE (voir Figure 5.7).

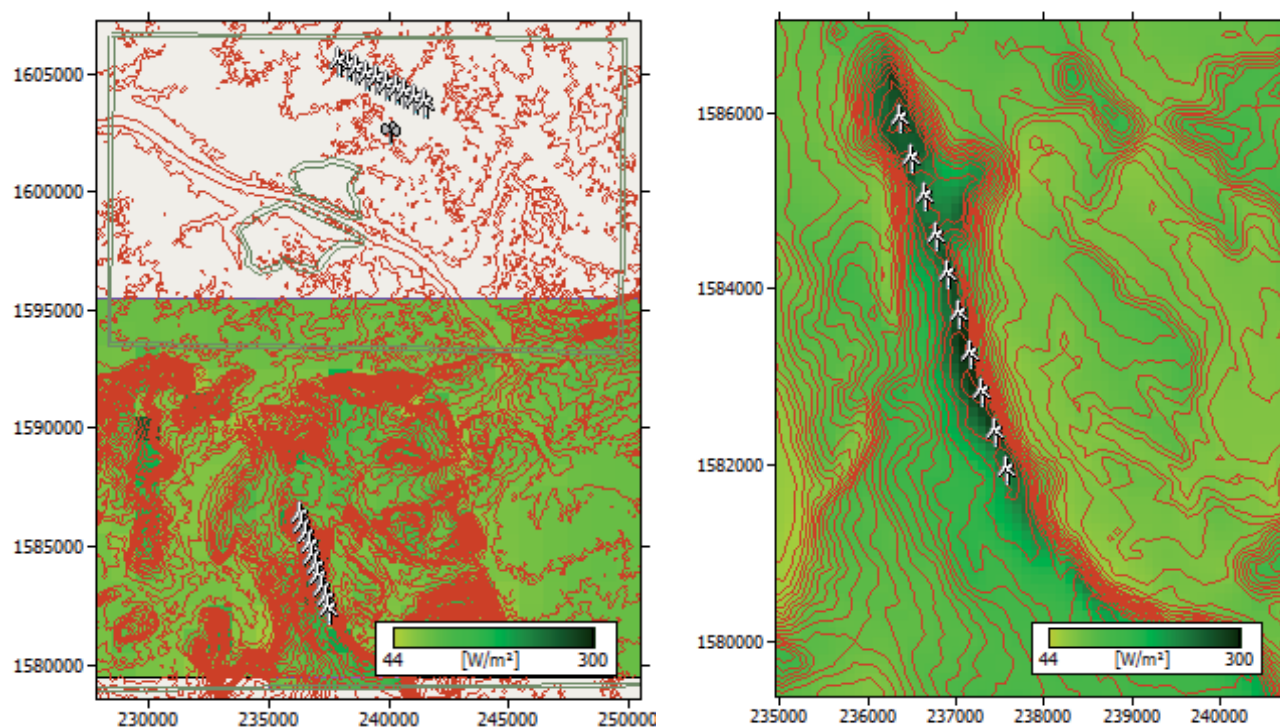


Figure 5.7 : Cartes WasP indiquant le parc éolien de 8,5 MW de Kayhill sur une colline de 100 m orientée NNO-SSE, la station de mesure de Kayes (carte de gauche) et la répartition de la densité d'énergie (carte de droite).

Le parc est composé de 10 éoliennes de 850 kW (Vestas V60-850) conçues pour des vents faibles, avec un diamètre de rotor de 60 m (correspondant à un ratio capacité de générateur/surface balayée de 300 W/m<sup>2</sup>) et une rugosité de surface relative élevée avec une hauteur de moyeu de 60 m. Selon l'estimation WasP, sa production annuelle d'énergie serait de 25 GWh (correspondant à un facteur de capacité de 34 %), basée sur les mesures effectuées à Kayes. Par comparaison, la production estimative annuelle pour un parc éolien similaire à proximité de la station de mesure est de 10 GWh, (correspondant à un facteur de charge de 13 %).



#### 5.2.4 Parc éolien d'Akle

Pour donner un exemple de grand parc éolien éloigné du réseau électrique interconnecté auquel il est connecté, l'étude se base sur l'hypothèse d'un parc éolien de 170 MW situé dans le désert à 300 km au nord-ouest de Tombouctou et à 600 km du réseau interconnecté.

Ce parc comprend 200 éoliennes Vestas V60-850 de 850 kW alignées en dix rangées de 20 unités orientées NO-SE. Les rangées sont espacées de 1000 m (17 fois le diamètre du rotor) et la distance entre les éoliennes est de 500 m (8 fois le diamètre du rotor), couvrant une superficie de 10×10 km au total.

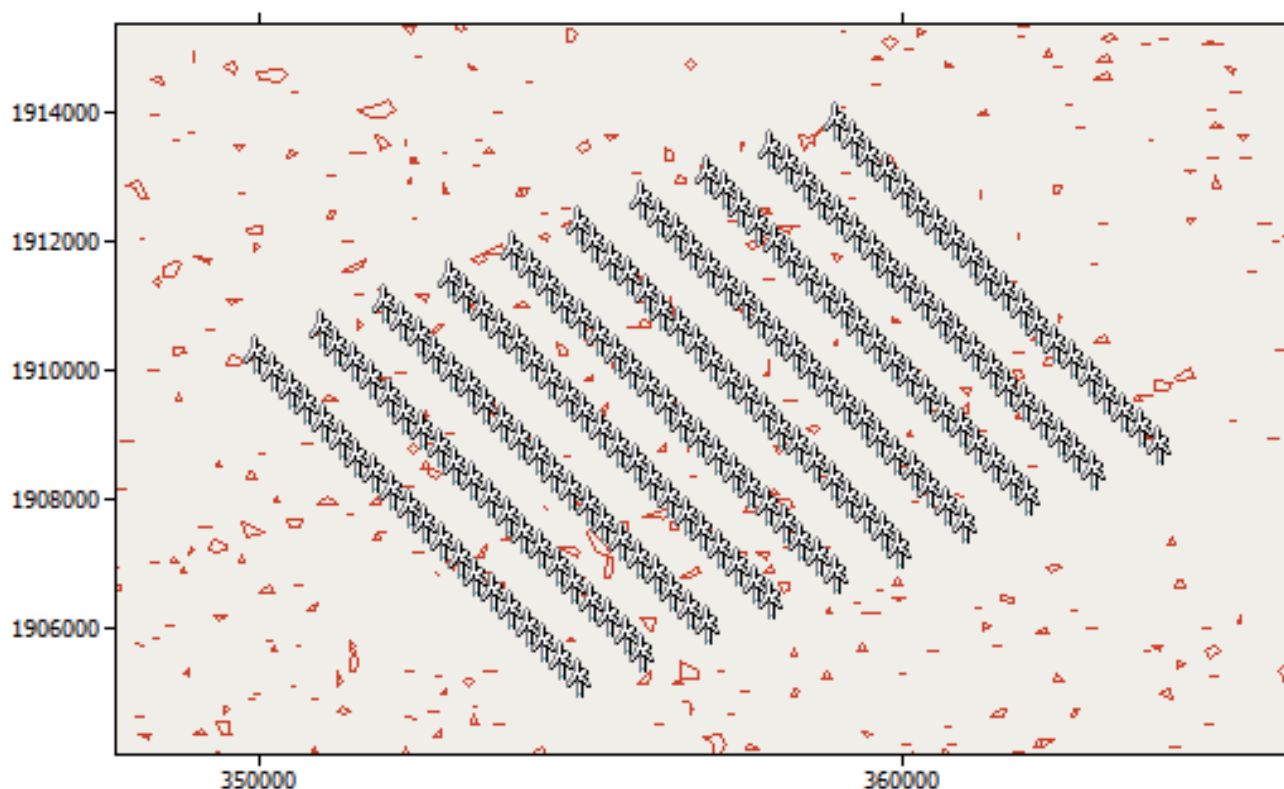


Figure 5.8 : Cartes WASP indiquant le parc éolien de 170 MW d'Akle situé dans le désert à l'ouest de Tombouctou.

L'analyse WASP indique des pertes de sillage d'environ 10 % et une production énergétique totale de 340 GWh (correspondant à un facteur de charge des éoliennes de 23 %).

### 5.2.5 Résumé des études de cas

Le Tableau 5.1 présente la production annuelle estimative d'énergie calculée par WasP et les facteurs de charge correspondants des éoliennes sur les cinq sites, pour différents modèles des deux exemples d'éoliennes utilisés. L'impact du diamètre du rotor et de la hauteur du moyeu est illustré pour le parc éolien de Tombouctou : Avec un diamètre de rotor de 27 m et une hauteur de moyeu de 32 m, le facteur de charge est estimé à 10 %. Avec un diamètre de rotor de 29 m et une hauteur de moyeu de 32 m, le facteur de charge est estimé à 12 %. L'augmentation du diamètre de rotor pour le faire passer à 29 m (soit une augmentation de 7 %) fait passer le facteur de charge à 12 % (soit une augmentation de 20 %). Et l'augmentation de 70 % de la hauteur du moyeu pour la faire passer à 50 m, fait faire passer le facteur de charge à 17 % (soit une augmentation de 40 %).

L'impact de l'effet d'accélération de la topographie est illustré par les deux parcs éoliens similaires de Kayes, soit une augmentation de 150 % du facteur de charge qui passe de 13 % à 34 %. Soulignons que les calculs WAsP sont assez imprécis sur des terrains très complexes comme ceux des parcs éoliens de Kayhill et de Kamango. Les ressources éoliennes réelles doivent être confirmées par des mesures locales sur les sites.

Parc éolien	Altitude	Nombre	V27	V29	(50m)	V52	V60
Tombouctou	260 m	3	0,6 GWh (10 %)	0,7 GWh (12 %)	1 GWh (17 %)		
Kamango	350 m	10	5,7 GWh (29 %)	6,2 GWh (31 %)		23 GWh (31 %)	28 GWh (38 %)
Kayes	60 m	10					10 GWh (13 %)
Kayhill	350 m	10	5 GWh (25 %)	5,5 GW (28 %)		20 GW (27 %)	25 GWh (34 %)
Akle	280 m	200				255 GWh (17 %)	340 GWh (23 %)

Eolienne	Générateur	Rotor	Hauteur du moyeu
V27-225/32	225 kW	27 m	32 m
V29-225/32	225 kW	29 m	32 m
V29-225/50 <sup>5</sup>	225 kW	29 m	50 m
V52-850/55	850 kW	52 m	55 m
V60-850/60	850 kW	60 m	60 m

Tableau 5.1 : Illustration de l'impact du type d'éolienne sur les productions annuelles estimatives (avec les facteurs de capacité correspondants entre parenthèses) dans les cinq parcs éoliens sélectionnés.

<sup>5</sup> Le modèle Vestas V52 est indiqué à titre d'exemple et le modèle G52 est une solution de remplacement dont les caractéristiques sont similaires.

## 5.3 Principales difficultés techniques de la construction de parcs éoliens dans les pays en développement.

### 5.3.1 Logistique

Avant d'installer de grandes éoliennes, il est nécessaire d'examiner les implications du transport d'éoliennes qui ont des tours d'une hauteur de 55 m et un diamètre de 60 m (capacité de 850 kW) ou de 80 m avec un diamètre de rotor de 90 m (capacité de 2 MW). Les caractéristiques courantes des composants de ces éoliennes sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 5.2 Caractéristiques courantes des composants des éoliennes

Composant	Diamètre du rotor 60 m	Diamètre du rotor 90 m
<b>Châssis de transport pour trois pales</b>		
Longueur		
Largeur	30 m	45 m
Hauteur	2,5 m	2,5 m
Masse	2,9 m (HT: 4,1 m) *	3,5 m (HT: 4,7 m) *
	14 t	25 t
<b>Tour</b>		
Nombre de sections	2	3
Longueur	29m	29 m
Largeur	2,5 m	4,2 m
Hauteur	3,3 m (HT: 4,5 m)	4,2 m (HT: 5,4 m)
Masse	35 t	45 t
<b>Nacelle</b>		
Longueur	6,8 m	10,4 m
Largeur	2,3 m	3,4 m
Hauteur	3,1 m (HT: 4,3 m)	4 m (HT: 5,2 m)
Masse	23 t	70 t

\* HT : La hauteur totale à transporter est calculé comme la hauteur du composant, plus de 1,2 m pour la hauteur du lit bas-remorque.

Les exemples en Afrique (Lac Turkana) montrent que ces grandes éoliennes nécessitent beaucoup de préparation logistique. La figure 5.9 ci-dessous montre un exemple de transport de pale.



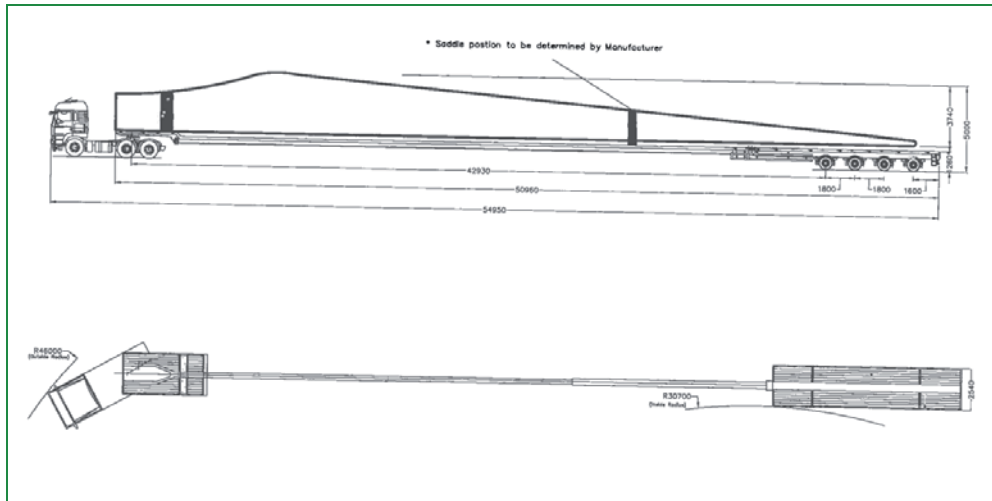


Figure 5.9 : Exemple de transport de pale par la route

Pour toutes ces raisons, nous avons exclu l'utilisation d'éoliennes dont la puissance nominale excède 1 MW.

### 5.3.2 Problèmes liés au réseau

#### Réseau interconnecté

Dans une grande partie du Mali il n'y a pas de réseau disponible et par conséquent pas de lignes électriques. Le niveau de tension maximum au Mali est de 225 kV et le réseau s'arrête à Mopti.

Dans le cas d'un grand parc éolien, moins de 100 MW seront certainement nécessaires avec une ligne de 220 KV. Pour les parcs plus petits, une ligne de 33 kV devrait suffire (Karhammer, Sanghvi *et al.* 2006)

#### Réseaux isolés

Ce type de produit connaît généralement très peu d'innovations technologiques. Les éoliennes fonctionnent en mode hybride avec la centrale électrique existante (diésel pour la plupart).

Dans les pays émergents, les applications nécessitent une technologie fiable

- Interface de réseau électrique électronique capable de supporter de grandes variations de la fréquence et de l'amplitude de tension
- Interface de réseau capable de supporter les creux et les interruptions de tension du réseau dûs à des court-circuits
- Large fourchette de températures pour les applications dans les environnements extrêmement chauds, froids ou humides
- Protection accrue contre la poussière ou les infiltrations de particules mécaniques pour les installations à proximité de mines ou de zones sableuses

- Contrôlabilité améliorée de la puissance et limitation de la vitesse de rotation pour les applications des petits réseaux ou des systèmes hybrides éolien-diesel

On distingue différents niveaux de pénétration des énergies renouvelables dans les réseaux faibles.

- Systèmes à faible pénétration : l'énergie renouvelable agit comme une charge négative, le contrôle ou l'intégration nécessaire des éoliennes dans le réseau électrique est très limité (fraction renouvelable 20 %)
- Systèmes à pénétration moyenne : l'énergie renouvelable devient une partie importante du réseau électrique. Des composants supplémentaires et un contrôle automatisé limité sont nécessaires pour maintenir la qualité de l'électricité. Toutefois, il est possible d'exercer un contrôle opérationnel réduit (fraction renouvelable entre 20 et 50 %).
- Systèmes à pénétration élevée : système électrique complètement interconnecté avec contrôle perfectionné. Contrôle opérationnel limité par le personnel de la centrale (entre 50 et 100 %)

### **5.3.3 Problèmes de maintenance**

Les éoliennes sont en principe garanties pour une certaine disponibilité avec un contrat de maintenance. En Europe cette disponibilité atteint 97 %. Toutefois, pour les sites distants et plus particulièrement lorsque le marché des éoliennes est très restreint, les fabricants ne sont pas enclins à garantir cette disponibilité élevée. Par conséquent, des coûts de maintenance plus élevés et une disponibilité plus basse sont à prévoir.

## **5.4 Evaluation des coûts de production dans les quatre cas**

### **5.4.1 Paramètres financiers :**

- Coûts d'investissement :
  - Préparation du Terrain et infrastructures
  - Fondations
  - Connexion au réseau
  - Routes
  - Frais d'Etudes
  - Frais de Développement
- Coûts de maintenance :
  - Maintenance années 1 à 10 par turbine
  - Maintenance années 11 à 20 par turbine
  - Assurance prime annuelle
  - Location de terrains
  - Management de projet (par an)

- Paramètres financiers :
  - Inflation
  - Subventions
  - Déduction fiscale
  - Capital emprunté
  - Fonds propres
  - Taux d'emprunt
  - Coût de l'équité
  - Impôt sur le profit
  - Période amortissement
  - Durée emprunt
  - Durée de vie du projet
- Production annuelle d'énergie pour une durée de vie de 20 ans
- Prix de rachat
- Revenu du Carbon Trading

#### 5.4.2 Dépenses d'investissement de capital (CAPEX)

Le Tableau 5.3 présente les hypothèses prises en compte dans le modèle.

Tableau 5.3. Hypothèses prises en compte dans le modèle

	Gamesa 52 850kW 55m	Vestas- 850kW 60m	Vestas- 225 kW 29 m	Vergnet P 275 55 m
Eolienne (€/éolienne)	800 000	870 250	210 000	450 000
Réduction grandes quantités	10%	10%		
Système SCADA (€)	40 000	40 000	22 000	inclus
Installation et mise en service (€/éolienne)	80 000	80 000	30 000	10 000
Mobilisation/démobilisation grue principale (€)	140 000	200 000	60 000	
Taux journalier grue principale (€) Estimé à 3 jours par projet	5000	5000	3000	
Transport maritime (€/éolienne)	25 000	25 000	15 000	15 000
Transport routier (€/éolienne)	80 000	80 000	25 000	15 000

Le coût des éoliennes provient soit de devis pour le même type d'éoliennes pour des projets équivalents en Europe et Afrique du sud ou autre projets en Afrique. Le prix du système de conduite SCADA est lui stable sur tous les marchés, et ne dépend pas du prix des éoliennes. Ce cout inclut la tour, la nacelle complète, le moyeu, les 3 pales et le transformateur 690V/20kV.

Les coûts d'installation et mise en service proviennent également de devis pour des projets de cette taille en Afrique du Sud. Par exemple : Gamesa G52, avec hauteur de moyeu de 55 et 65m: une grue treillis de 600t est nécessaire et le coût de la mobilisation/démobilisation (140,000€) est basé sur une grue en provenance de l'Europe ou L'Afrique du Nord.

### 5.4.3 Génie civil et électrique

Le Tableau 5.4 ci-dessous présente les coûts unitaires utilisés pour calculer le cout total du génie civil et électrique.

Tableau 5.4. Coûts unitaires pour le génie civil et électrique

	Gamesa52- 850kW 55m	Vestas 850 kW 60m	Vestas 225 kW 29 m	Vergnet HP 275 55 m
Réseau Haute Tension (€/km)	100 000	100 000	100 000	100 000
Réseau Mi- Tension (€/km)	25 000	25 000	25 000	25 000
Routes/pistes/aires de grutage (€/éolienne)	40 000	40 000	40 000	10 000
Fondation éolienne (€/éolienne)	100 000	100 000	34 000	10 000

### 5.4.4 Coûts opérationnelle et maintenance

Le modèle financier repose sur les paramètres et hypothèses suivants:

Tableau 5.5. Hypothèses générales

	Vestas	Gamesa	Vergnet
Contrat maintenance annuel 1-10 ans	5%	5%	5%
Contrat maintenance annuel 10-20 ans	6%	6%	6%
Durée du contrat initial (garantie disponibilité, en année)	10	10	10
Indexation annuelle (%)	3	3	3
Assurance (€/éolienne)	0.5%	0.5%	0.5%

Les prestations et les garanties offertes par les contrats de maintenance sont à ce stade, difficiles à prédire car elles dépendent fortement de la stratégie de Vestas, Gamesa ou Vergnet pour le Mali. Si le parc éolien est le seul parc de ces fabricants dans le pays, il est probable qu'ils forment des sous-traitants locaux et offrent un niveau de garantie assez bas, ce qui devrait abaisser les coûts des contrats de maintenance. En revanche, si ces turbiniéristes cherchent à s'implanter dans le pays, ils offriront des contrats plus chers mais avec des niveaux de garantie plus élevés et des prestations fournies par leurs propres employés. Le coût des contrats de maintenance annuel pris en compte dans le modèle correspond à un niveau de prix élevées pour des contrats offrant des garanties de disponibilité relativement basses (92-95%).

#### **5.4.5 Données générales du modèle**

Les paramètres suivants ont également été pris en compte dans le modèle:

- Les pourcentages sont exprimés sur la base de l'investissement total
- Tous les frais et coût d'assurance sont des valeurs constatées par 3E en Europe et Afrique du Sud pour de projets de taille équivalente.
- Un niveau de contingence de 7%, qui reflète une incertitude plus élevée pour une installation dans un nouveau marché comme le Mali.

#### **5.4.6 Evaluation des coûts de production**

Sur la base des conditions économiques préalables ci-dessus, les coûts de production de l'électricité dans les quatre cas sont décrits dans le Tableau 5.6. Pour la comparaison des technologies, les coûts de production sont calculés pour deux fabricants d'éoliennes maximum sélectionnés pour chacun des sites.

Tableau 5.6. Calcul détaillé des coûts de production pour les quatre cas utilisant différents types d'éoliennes

	AKLE		TOMBOUCTOU		KAYHILL	KAMANGO
	Gamesa 52-850 kW 55m	Vestas V60 850 kW 60m	Vestas V29 225 kW 29 m	Vergnet HP 275 55m	Vestas V60 850kW 60m	Vestas V60 850kW 60m
Nombre de turbines	200	200	3	3	10	10
Capacité [kW]	850	850	225	275	850	850
Capacité Totale du parc [kW]	170.000	170.000	675	825	8500	8.500
Eolienne (€/éolienne)	720.000	783.225	235.000	450.000	870.250	870.250
Système SCADA (€)	40.000	40.000	22.000	inclus	40.000	40.000
Fondations	100.000	100.000	34.000	10.000	100.000	100.000
<b>PRIX EOLIENNE-FONDATION [€]</b>	<b>860.000</b>	<b>923.225</b>	<b>291.000</b>	<b>460.000</b>	<b>1.010.250</b>	<b>1.010.250</b>
<b>PRIX TOTALE [€]</b>	<b>172.000.000</b>	<b>184.645.000</b>	<b>873.000</b>	<b>1.380.000</b>	<b>10.102.500</b>	<b>10.102.500</b>
Installation et mise en service (€/éolienne)	80.000	80.000	30.000	10.000	80.000	80.000
Mobilisation/démobilisation grue principale (€)	140.000	200.000	60.000		200.000	200.000
Taux grue principale (€)	15.000	15.000	5.000		15.000	15.000
Transport maritime (€/éolienne)	25.000	25.000	15.000	15.000	25.000	25.000
Transport routier (€/éolienne)	80.000	80.000	40.000	25.000	100.000	60.000
Routes et piste de grutage	40.000	40.000	15.000	10.000	40.000	40.000
<b>PRIX LOGISTIQUE [€]</b>	<b>48.140.000</b>	<b>48.200.000</b>	<b>375.000</b>	<b>180.000</b>	<b>2.800.000</b>	<b>2.400.000</b>
Réseau Haute Tension (€/km)	100.000	100.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Distance (km)	600	600	5	5	20	60
Cout raccordement [€]	60.000.000	60.000.000	125.000	125.000	500.000	1.500.000
Cout Transfo+BOP [€]	5.000.000	5.000.000			100.000	100.000
<b>INVESTISSEMENT RACORDEMENT [€]</b>	<b>65.000.000</b>	<b>65.000.000</b>	<b>125.000</b>	<b>125.000</b>	<b>600.000</b>	<b>1.600.000</b>
<b>INVESTISSEMENT TOTAL [€]</b>	<b>285.140.000</b>	<b>297.845.000</b>	<b>1.373.000</b>	<b>1.685.000</b>	<b>13.502.500</b>	<b>14.102.500</b>
<b>INVESTISSEMENT/KW [€]</b>	<b>1.677</b>	<b>1.752</b>	<b>2.034</b>	<b>2.042</b>	<b>1.589</b>	<b>1.659</b>
Exploitation et maintenance 10 premières années %	5	5	5	5	5	5
Exploitation et maintenance 10-20 ans %	6	6	6	6	6	6
Assurance	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>PRODUCTIBLE P50 [GWh]</b>	<b>255</b>	<b>344</b>	<b>0,7</b>	<b>1,3</b>	<b>25</b>	<b>28</b>
<b>COUT DU KWH [€/kWh]</b>	<b>0,17</b>	<b>0,13</b>	<b>0,32</b>	<b>0,17</b>	<b>0,083</b>	<b>0,078</b>
<b>COUT DU KWH [CFA/kWh]</b>	<b>112</b>	<b>85</b>	<b>210</b>	<b>112</b>	<b>54</b>	<b>51</b>

## 5.5 Faisabilité

La carte des vents montre clairement que les ressources éoliennes les plus intéressantes se trouvent dans le nord du pays, loin du réseau interconnecté, avec seulement quelques réseaux isolés plus étendus tels que Gao et Tombouctou.

Pour visualiser les possibilités d'exploitation des ressources éoliennes dans le nord du pays, trois cas ont été étudiés :

- 1) **Tombouctou :**  
Petit parc éolien (625 KW) connecté au réseau isolé à Tombouctou
- 2) **Kamango :**  
Parc éolien de taille moyenne (8,5 MW) connecté au futur réseau élargi de Tombouctou, Goundam, Dire, Goundam et Niafunke.
- 3) **Akle :**  
Grand parc éolien (170 MW) connecté au réseau interconnecté par une ligne de transport d'électricité à haute tension

Dans le sud du Mali, où le climat éolien généralisé est relativement faible, il existe un nombre de sites limité, où les effets d'accélération du vent sur les collines peuvent créer de bonnes conditions éoliennes pour les parcs éoliens plus petits, situés à proximité du réseau interconnecté. Pour illustrer cette possibilité, un quatrième cas a été étudié.

- 4) **Kayhill :** Parc éolien de taille moyenne situé sur une colline à 15 km de Kayes dans l'ouest du Mali.

Les calculs de production d'énergie ont été effectués avec WAsP et les courbes de puissance génériques de certains types d'éoliennes. Les coûts de production des quatre cas ont été évalués à l'aide des informations fournies par les membres de l'équipe et des expériences effectuées dans d'autres pays africains, et présentées en détail à la section 5.4 ci-dessus.

Les coûts de production estimatifs et le coût évité des systèmes auxquels les parcs éoliens sont connectés (voir section 3.1.4. et 3.2.4) sont résumés dans le Tableau 5.7 ci-dessous. Ce tableau montre que les petits projets, tels que le parc éolien de Tombouctou, ont un coût de production relativement élevé (111-210 CFA/kWh), principalement à cause du coût élevé qui est fixé pour le développement du projet, la préparation du site, le transport et l'assistance concernant la grue, tandis que les coûts des parcs éoliens de taille moyenne installés sur des sites bénéficiant de bonnes conditions éoliennes (par ex. effets d'accélération locaux) sont les plus bas à 51-54 CFA/kWh. Le coût de production d'un grand parc éolien avec les meilleures conditions éoliennes se situe entre 85 et 111 CFA/kWh, principalement à cause du coût élevé des investissements en lignes haute tension.

Tableau 5.7 : Coût de production estimé et coût évité de l'électricité dans les quatre cas

Région	Etude de cas	Taille MW	Coût de production (CFA/kWh)		Coût évité (CFA/kWh)		
			Option 1	Option 2	Thermique		Intercon- nexion
					100 USD/baril	125 USD/baril	
Nord	1. Tombouctou	0,6	111	210	222	253	65-100
	2. Kamango	8,5	51		222	253	
	3. Akle	170	85	111	103	119	
Sud	4. Kayhill	8,5	54		103	119	65-100

La faisabilité de l'investissement dépend des coûts évités dans les systèmes auxquels les éoliennes sont connectés. Le coût évité du système interconnecté est évalué en détail à la section 3.1.1. Selon le Plan directeur du secteur de l'électricité, le coût marginal du système se situe entre 65 et 100 CFA selon le résultat des négociations sur les contrats concernant les importations provenant du Ghana via le Burkina Faso. Au cas où la mise en service des projets d'interconnexion et d'hydroélectricité serait retardée, le coût marginal du système serait le coût moyen des grands systèmes diesel alimentés au fioul, qui se situe entre 103 et 120 CFA/kWh pour un prix du pétrole brut de 100 et 125 USD/baril.

Cela signifie que le parc éolien de Kayhill (54 CFA/kWh) sera financièrement viable si le Plan directeur est appliqué, tandis que celui d'Akle (85-111 CFA/kWh) ne le sera qu'à condition qu'il remplace l'énergie thermique.

Selon l'évaluation de la section 3.2.4, le coût évité du système isolé de Tombouctou se situera entre 220 et 250 CFA/kWh pour un prix du pétrole brut de 100 et 125 USD/baril. Bien que le coût de production dans ce cas se situe entre 111 et 220 CFA/kWh, le coût évité plus élevé rend cette option économiquement faisable sous certaines conditions.

Le coût évité du réseau élargi de Tombouctou sera similaire, mais légèrement inférieur à celui du système isolé de Tombouctou grâce à des économies d'échelle modérées. Au cas où le réseau élargi se concrétiserait, cette option semble être la plus faisable, étant donné qu'elle bénéficie de faibles coûts de production dûs à de bonnes conditions éoliennes et à la taille moyenne du parc éolien, avec en même temps un coût évité élevé grâce au remplacement de l'énergie produite par le fuel.

## 5.6 Conclusion

Globalement, l'évaluation indique que dans le sud du Mali, il sera possible de trouver un nombre limité de sites bénéficiant d'effets d'accélération, situés à proximité du réseau existant, sur lesquels un parc éolien de taille moyenne et économiquement réalisable pourra être installé. L'évaluation confirme également les conclusions d'études de



faisabilité précédentes selon lesquelles les parcs éoliens les plus petits (environ 1 MW) seront économiquement réalisables s'ils sont connectés aux réseaux isolés de Gao et Tombouctou (GTZ 2004, de Volder, Dewilde *et al.* 2009).

L'évaluation des grands parcs éoliens montre que dans la situation physique actuelle, le coût de la logistique et d'extension du réseau représente environ 40 % des coûts d'investissement totaux. La ressource éolienne de cette région ne compense pas le coût d'investissement élevé et par conséquent, l'énergie éolienne ne sera exploitable dans cette région que si le parc éolien remplace la production d'électricité par des systèmes diesel dans les centrales existantes, ou si les investissements en infrastructures sont couverts par un plan d'investissement plus étendu pour le nord, par exemple des interconnexions avec d'autres pays.

Les hypothèses ci-dessus reposent sur les cartes des vents et PAS sur des mesures sur site. Pour les parcs éoliens, des mesures sur site seront toujours nécessaires pour affiner les calculs de production d'énergie et déterminer les incertitudes. Par conséquent, tous les coûts de production doivent être considérés comme indicatifs. De même, le coût évité du système est basé sur une estimation du coût calculée du point de vue de la compagnie d'électricité. Pour que les projets soient financièrement viables, ces coûts évités devront apparaître dans un contrat d'achat d'électricité avec la compagnie d'électricité ou dans un tarif général de rachat du courant.

Il est difficile d'intéresser les fabricants d'éoliennes aux réseaux isolés ne comprenant que quelques éoliennes, car les coûts de mise en place d'une organisation pour la livraison de ces éoliennes, des pièces de rechange et de la maintenance seront relativement élevés. Les estimations de coûts ci-dessus sont basées sur l'hypothèse que l'on peut envisager un marché important d'érection d'éoliennes au Mali, ce qui aura pour effet de susciter une concurrence raisonnable entre les fabricants d'éoliennes. Cela implique une stabilité politique et des signaux clairs du marché, par exemple un tarif général de rachat du courant ou un contrat général d'achat de l'électricité éolienne.

## 6 Ressources solaires

### 6.1 Atlas solaire

L'atlas solaire du Mali montre une répartition spatiale modélisée du rayonnement solaire pour le territoire malien pendant trois ans de 2008 à 2011 (Badger, Larsen *et al.* 2012). Ce chapitre présente un court extrait de cet atlas solaire. Vous pouvez télécharger des cartes détaillées sur [www.frsemali.org](http://www.frsemali.org).

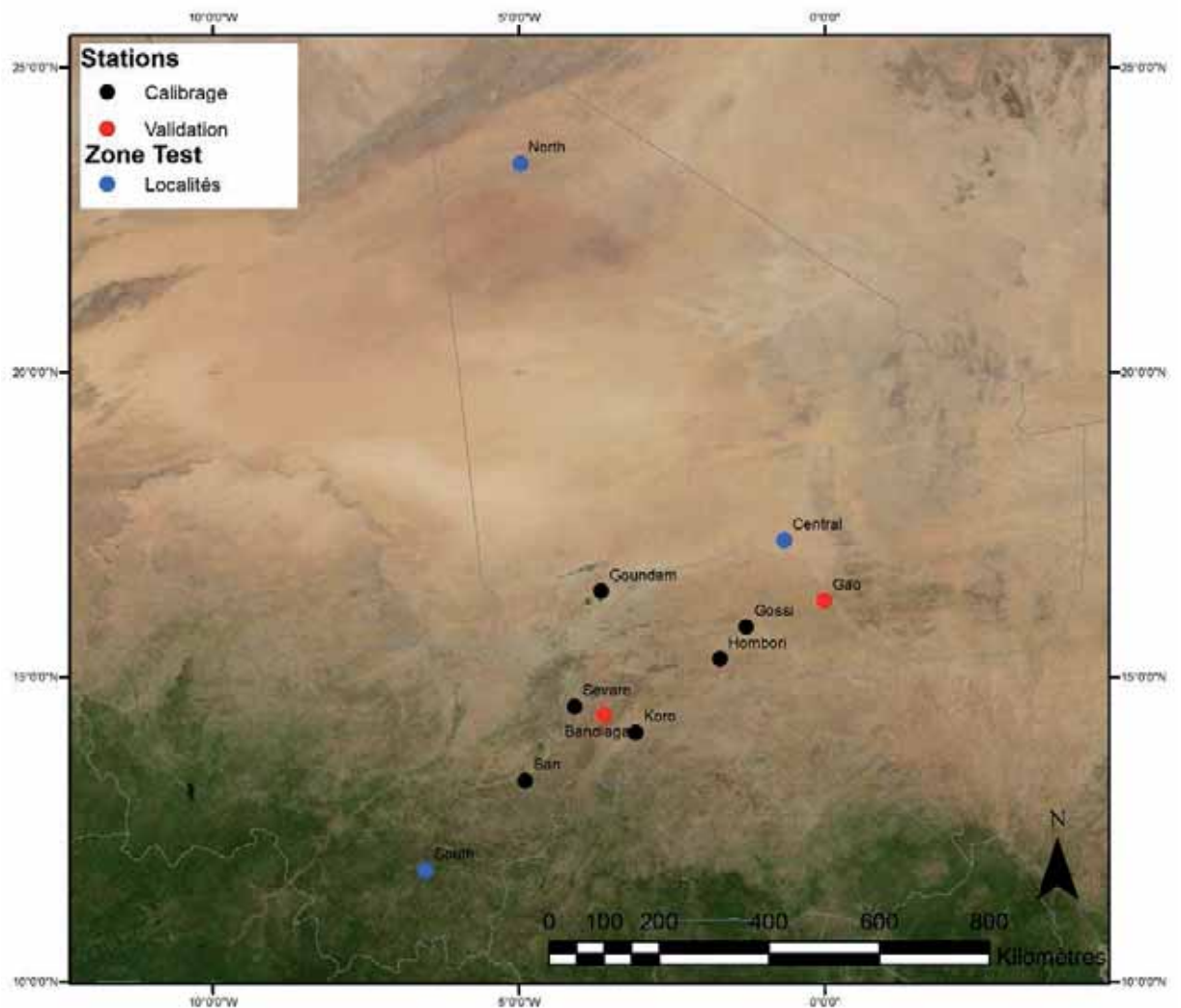
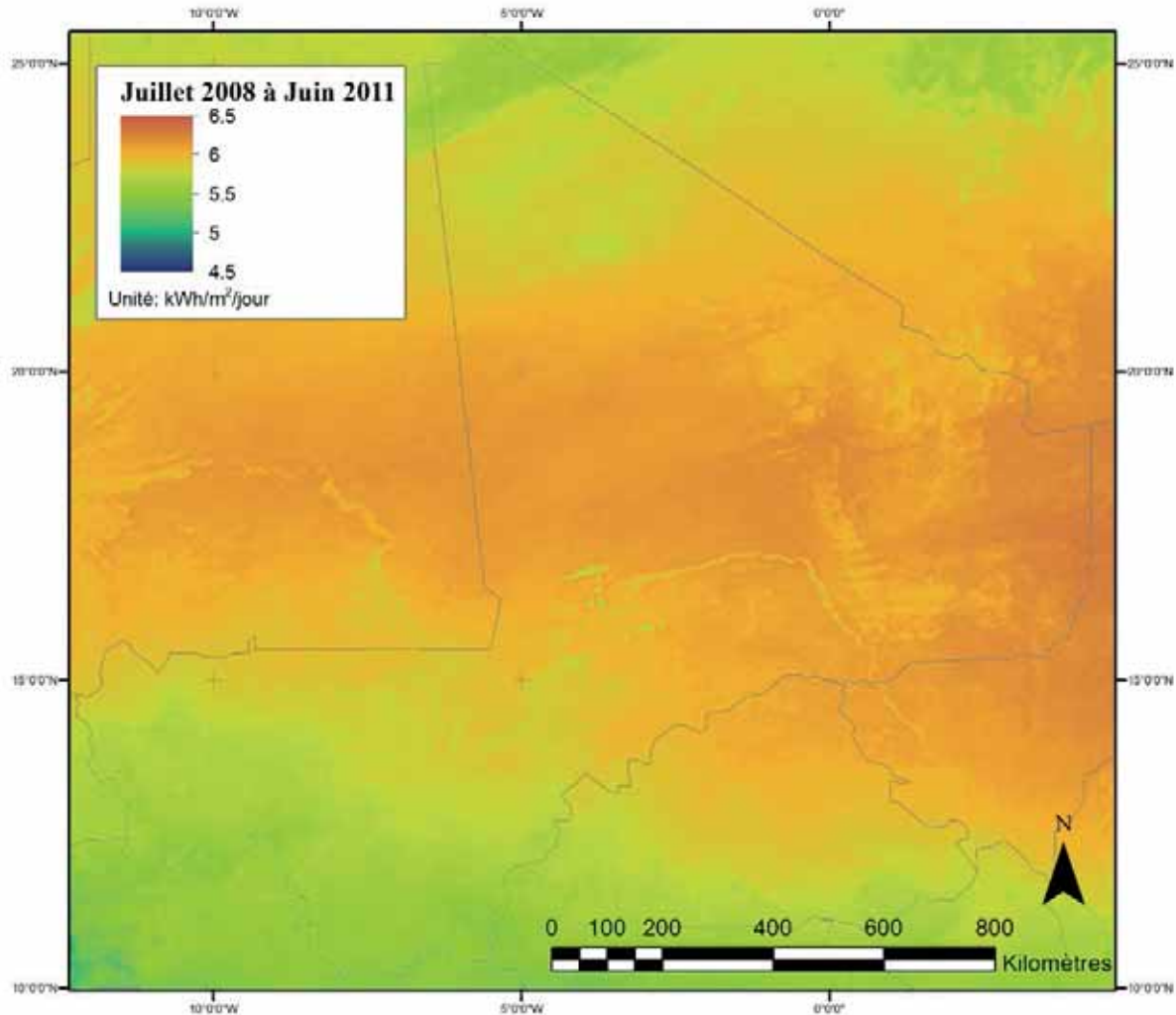


Figure 6.1. Emplacements de 8 stations sur le terrain pour lesquelles des mesures in situ du rayonnement ondes courtes entrant étaient disponibles. Les zones indiquées en bleu sont celles utilisées pour représenter les domaines nord, central et sud à la section sur la validation

*Le modèle de production de la carte spatiale est basé sur l'analyse de données satellite (MSG DSSF estimations)<sup>6</sup> pour la période de trois ans et calibré par les mesures effectuées dans 5 stations de mesure au Mali, comme le montre la carte de la Figure 6.1.*

La Figure 6.2 montre le rayonnement solaire moyen pour les années 2008 à 2011.



*Figure 6.2. Rayonnement solaire quotidien moyen pour la période entre juillet 2008 et juin 2011.*

La Figure 6.3 montre les informations de la Figure 6.2 avec une résolution de 1 degré (110\*110) km. Le rayonnement solaire moyen pour les trois années est indiquée en kWh/m²/jour. Les figures ci-dessus montrent qu'il existe des différences importantes entre le nord et le sud au Mali, à cause des différences saisonnières de la couverture nuageuse et de la position du soleil. Nous avons extrait la série chronologique des estimations de rayonnement quotidiennes pour trois sites représentant le nord, le centre et le sud du pays (voir les emplacements sur la Figure 6.1)

<sup>6</sup> Cette étude s'appuie sur des estimations satellitaires de l'énergie solaire disponible à la surface à l'aide de la surface en utilisant le Down-welling Surface Short-wave Radiation Flux (DSSF) produit par le Land Surface Analysis – Satellite Applications Facility (LSA-SAF).

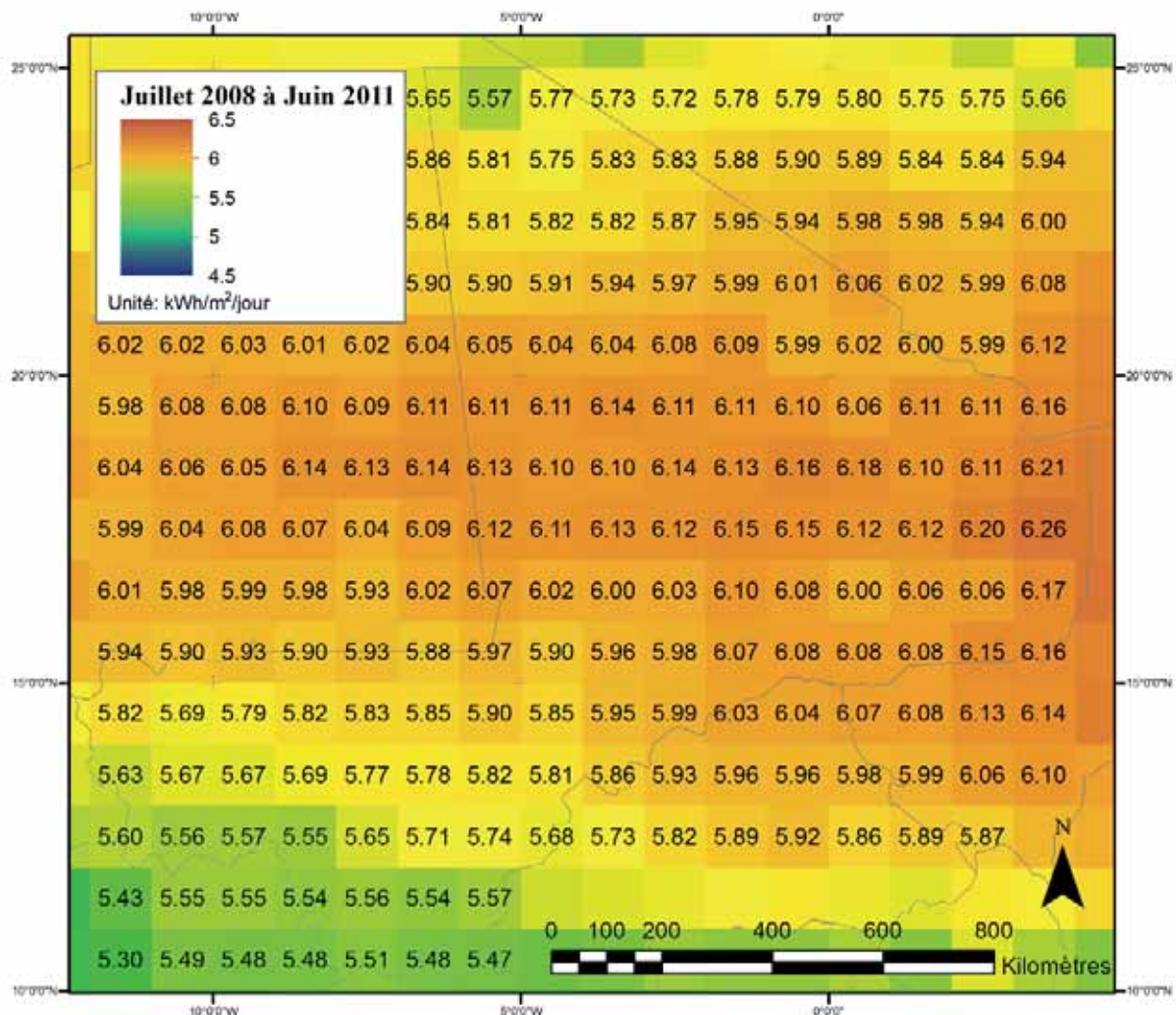


Figure 6.3. Rayonnement solaire quotidien moyen pour la période entre juillet 2008 et juin 2011.

Le site au nord est situé presque sur le tropique du cancer où le soleil est au zénith au moment du solstice d'été. Par conséquent, l'amplitude de la série chronologique de rayonnement solaire la plus élevée doit logiquement correspondre à cette position où les variations de l'angle du zénith solaire sont les plus importantes. En plus des différences dans la géométrie soleil-terre des trois sites, la couverture nuageuse et la teneur en aérosols de l'atmosphère induisent également de grandes variations temporelles dans le rayonnement solaire. L'hivernage commence en mai - juillet dans le sud et progresse lentement vers le nord. Les différences dans la couverture nuageuse et le chronométrage de la couverture nuageuse (combinées avec les changements temporels de la position du soleil) entraînent également un décalage entre les séries chronologiques des trois sites. Sur le site au sud, le rayonnement solaire est le plus élevé en avril lorsque le soleil est presque au zénith et avant le démarrage de l'hivernage. Pour les sites au centre et au nord, le rayonnement le plus élevé s'observe plus tard en mai ou en juillet.



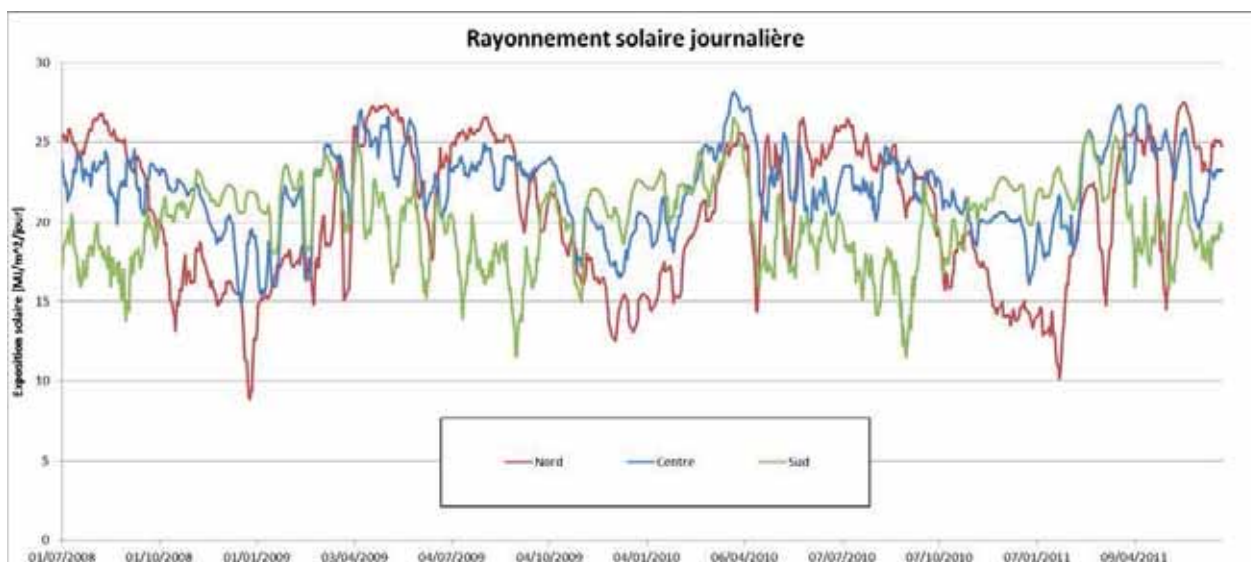


Figure 6.4. Série chronologique des trois zones présentées à la Figure 6.1 montrant les différences de rayonnement solaire entre le nord et le sud du Mali. Notez que la série chronologique a été lissée en utilisant une moyenne mobile de 9 jours

## 6.2 Variation annuelle du rayonnement solaire

Comme indique dans la Figure 6.4, il existe une variation interannuelle importante, à cause des différences de météo et de nébulosité d'une année sur l'autre. Les Figures 6.5 à 6.8 montrent les variations annuelles du rayonnement solaire pour les trois sites, ainsi que la moyenne (par mois) pour la période étudiée de trois ans que nous analysons. Par comparaison sont inclus des données provenant de la base de données NASA POWER/SSE<sup>7</sup> qui montrent les valeurs moyennes mensuelles pour la période entre 1983 et 2005. En général, les estimations DSSF MSG et celles de la NASA concordent bien, même si les premières sont un peu plus faibles au printemps et en été sur le site du centre.

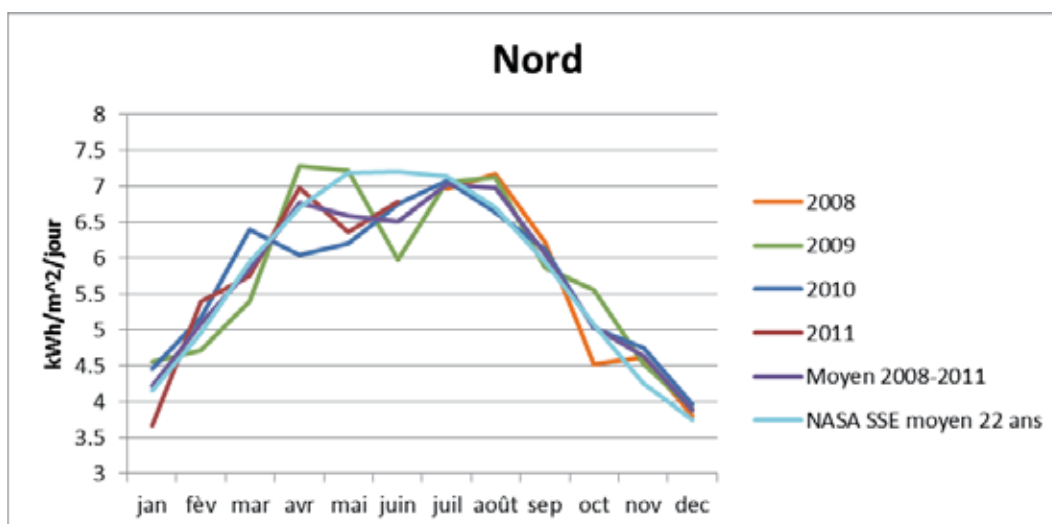


Figure 6.5. Comparaison entre les 3 années de données du produit MSG DSSF et la série des données NASA SSE historiques (1983-2005) pour le site du nord (voir Figure 6.1).

<sup>7</sup> <http://wosweb.larc.nasa.gov/sse/>

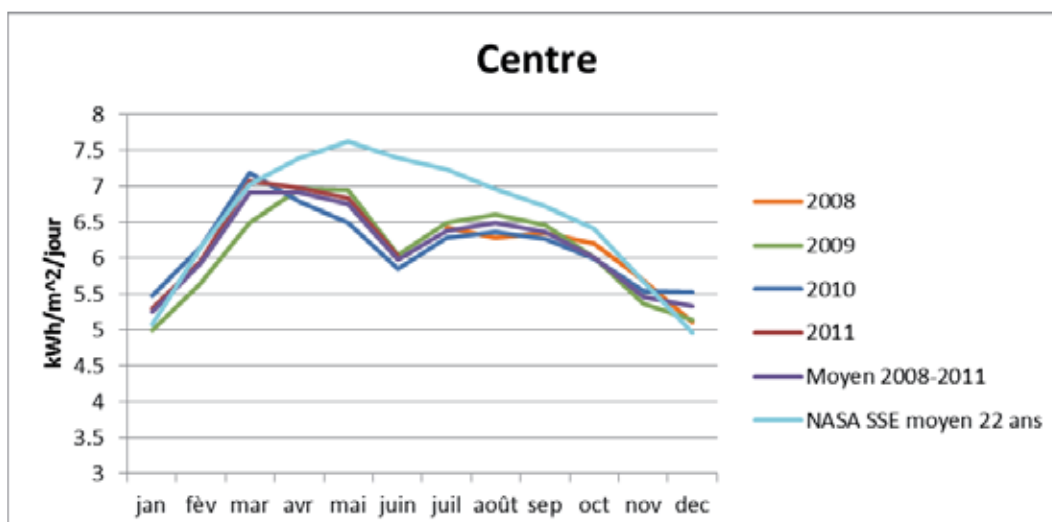


Figure 6.6. Comparaison entre les 3 années de données du produit MSG DSSF et la série des données NASA SSE historiques (1983-2005) pour le site du centre (voir l'emplacement sur la Figure 6.1).

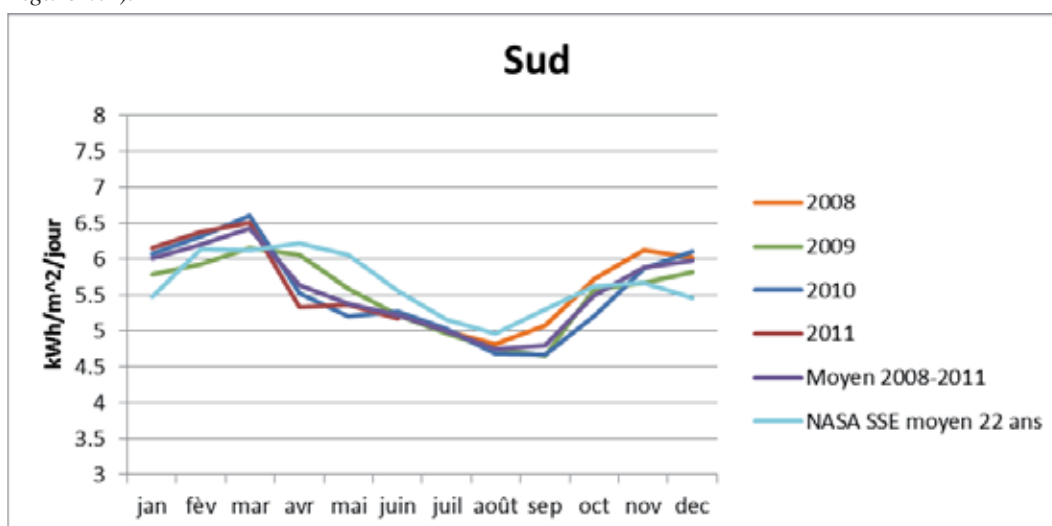


Figure 6.7. Comparaison entre les 3 années de données du produit MSG DSSF et la série des données NASA SSE historiques (1983-2005) pour le site du sud (voir l'emplacement sur la Figure. 6.1).

Table 6.1. Comparaison entre la moyenne des 3 années de données du produit MSG DSSF et la série des données NASA SSE historiques (1983-2005) pour les trois sites (voir les emplacements sur la Figure. 6.1)

	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Juin	Juil	Août	Sep	Oct	Nov	Déc
<b>Nord</b>												
Moyenne 2008-11	4,23	5,10	5,85	6,77	6,60	6,50	7,03	6,98	6,07	5,04	4,64	3,89
Nasa SSE	5,08	6,16	7,02	7,39	7,62	7,39	7,23	6,96	6,72	6,42	5,68	4,96
<b>Centre</b>												
Moyenne 2008-11	5,25	6,16	7,02	7,39	7,62	7,39	7,23	6,96	6,72	6,42	5,68	4,96
Nasa SSE	4,15	4,97	5,95	6,70	7,19	7,21	7,14	6,71	5,94	5,07	4,26	3,75
<b>Sud</b>												
Moyenne 2008-11	6,00	6,21	6,42	5,65	5,38	5,22	4,99	4,76	4,80	5,50	5,89	5,98
Nasa SSE	5,48	6,14	6,13	6,22	6,06	5,56	5,16	4,96	5,30	5,63	5,68	5,46

### 6.3 Variation diurne moyen d'exposition solaire

Le cycle diurne moyen de rayonnement solaire par mois est présenté à la Figure 6.8 pour les trois sites.

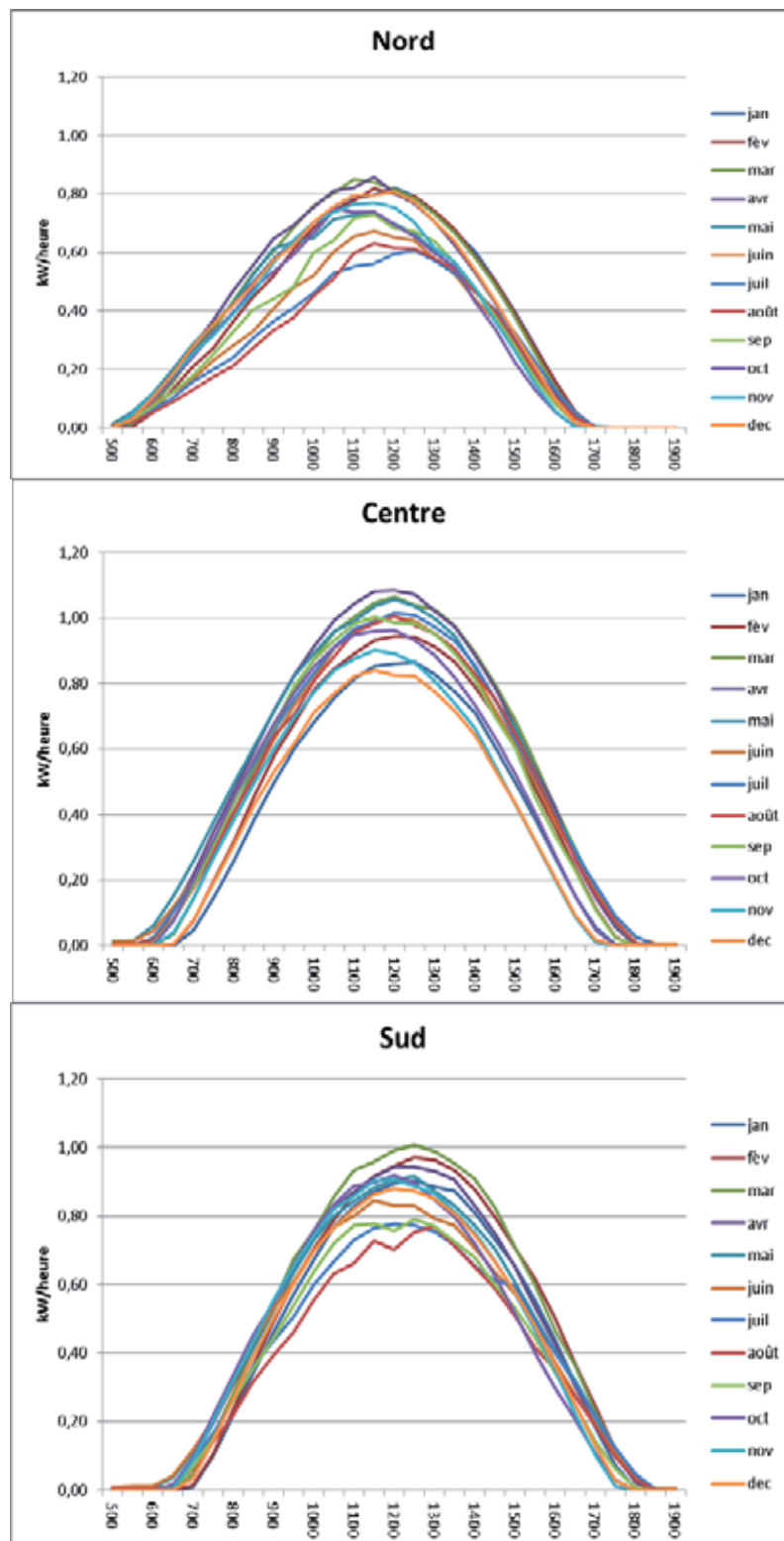


Figure 6.8 : Variation diurne moyenne mensuelle du rayonnement solaire(calculée comme la moyenne pour chaque heure spécifique de la journée pour les trois années) pour les trois sites présentés à la Figure 6.1

Notez que les heures sont indiquées en temps universel et que les petits décalages horizontaux des courbes sont au moins en partie dus aux changements saisonniers du chronométrage du midi solaire, même si les différences de chronométrage des valeurs maximales entre les trois sites peuvent également être liées à leurs positions absolues.



## 7 Applications de l'énergie solaire au Mali

La cartographie des ressources et les expériences précédentes au Mali en matière de technologie solaire photovoltaïque montrent que l'avenir de l'énergie solaire est prometteur. Les applications photovoltaïques sont variées et comprennent les lanternes solaires, les projets d'éclairage public, la chaîne du froid pour les produits médicaux, les pompes à eau, les systèmes hybrides avec et sans stockage et les générateurs photovoltaïques.

Selon le plan d'investissement du « Programme pour la valorisation à grande échelle des énergies renouvelables au Mali » (SREP) lancé en 2011, il existe actuellement 130.000 kits solaires installés principalement dans les ménages, les écoles et les centres de santé. S'y ajoutent 1.300 pompes solaires pour l'eau, 700 installations hors réseau pour l'éclairage et 400 mini-réseaux pour les télécommunications, les bureaux, les hôpitaux, etc. Jusqu'à présent, il n'existe pas d'installations de grands réseaux connectés (DNE 2011b).

Le présent chapitre présente les possibilités d'applications solaires connectées au réseau, en mettant particulièrement l'accent sur les applications connectées au réseau électrique interconnecté et sur les réseaux locaux (mini-réseaux) intégrés dans les installations hybrides comprenant un système diesel. Ce chapitre présentera brièvement les configurations des systèmes dans les deux domaines d'application, puis donnera des estimations de coûts pour deux installations photovoltaïques courantes dans un contexte malien.

### 7.1 Énergie solaire à grande échelle dans le réseau interconnecté

Actuellement, il existe deux technologies utilisées pour exploiter les ressources solaires dans les grandes centrales électriques :

- L'énergie solaire concentrée (ESC) utilise des miroirs ou des lentilles pour concentrer le rayonnement solaire sur une petite surface. L'électricité est produite lorsque le rayonnement concentré est transformé en chaleur (cycle de vapeur classique), qui actionne un moteur thermique (généralement une turbine à vapeur) connecté à un groupe électrogène. Des unités allant de 50 MW à 500 MW sont déployées dans les pays bénéficiant d'un rayonnement direct élevé. Cette technologie est une option intéressante pour les grandes centrales solaires distribuant une puissance garantie grâce à sa capacité de stockage de la chaleur et de contrôle de l'énergie solaire concentrée.
- Les centrales électriques photovoltaïques sont composées de longues rangées de panneaux solaires connectés au réseau interconnecté. Ces systèmes, qui sont répandus en Europe, sont installés actuellement dans un certain nombre de pays d'Afrique sub-saharienne. En Afrique du Sud, par exemple, des centrales photovoltaïques de 75 MW<sub>c</sub> sont en cours d'installation.

Dans le présent rapport, nous ne nous intéressons qu'aux centrales photovoltaïques.

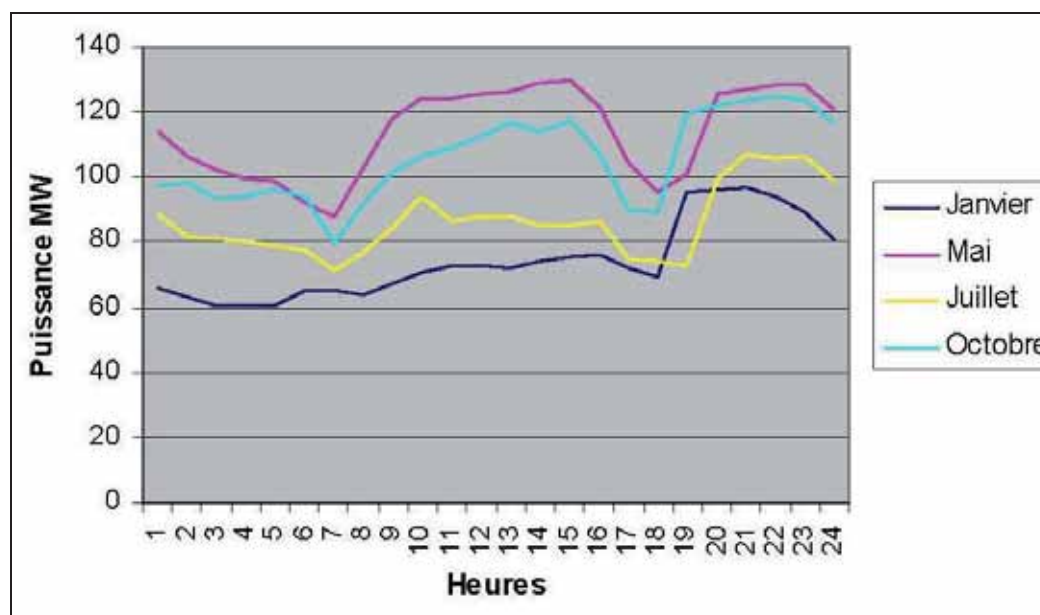


Figure 7.1 Courbes de charge (moyenne mensuelle pour les journées de travail) pour le réseau interconnecté en 2006 (SOGREAH 2008c)

Les courbes de charge quotidienne du réseau interconnecté présentées à la Figure 7.1 montrent que la charge est relativement élevée pendant la journée, en particulier en mai et en octobre, à cause de la demande de climatisation (SOGREAH 2008c). Cette charge correspond bien au mode de production du photovoltaïque solaire, qui a pour conséquence que les centrales solaires alimentant le réseau interconnecté peuvent remplacer l'électricité normalement produite par les centrales diesel. La production d'énergie solaire sera équilibrée par l'hydroélectricité produite par les barrages grâce à la contrôlabilité des centrales hydroélectriques, comme nous l'avons déjà vu à la section 4.6. Pour plus d'informations sur la capacité de production du réseau interconnecté, reportez-vous au Chapitre 3.

Il n'existe pas pour l'instant de grande centrale photovoltaïque connectée au réseau en fonctionnement au Mali, mais la baisse récente des prix des panneaux solaires offre de nouvelles possibilités de mise en oeuvre de cette technologie et la parité au réseau<sup>8</sup> est presque une réalité aujourd'hui. Aujourd'hui, les panneaux solaires sont proposés en Europe à 0,6 €/W<sub>c</sub>, tandis qu'en 2009 ils l'étaient encore à 2 €/W<sub>c</sub>.

En février 2012, le CNESOLER et EDM ont reçu un très grand nombre d'études de faisabilité, de propositions de projet et de manifestations d'intérêt pour des projets de systèmes photovoltaïques connectés au réseau émanant de porteurs de projets, de producteurs d'énergie indépendants et de donateurs. Certaines des informations extraites de ces études de faisabilité sont présentées à la section 7.4 ci-dessous. Sur la base de ces

<sup>8</sup> On parle de parité au réseau lorsqu'une autre source d'énergie peut générer de l'électricité à un coût moyen actualisé (LCoE) inférieur ou égal au prix d'achat de l'électricité au réseau électrique.

expériences, le plan d'investissement du SREP offre la possibilité d'installer des producteurs d'énergie indépendants pour des grandes centrales photovoltaïques solaires connectées au réseau (DNE 2011a).

## 7.2 Utilisation du photovoltaïque dans les réseaux isolés locaux

Un grand nombre de réseaux isolés exploités par EDM sont actuellement alimentés par des groupes électrogènes, comme l'explique la section 3.4. Les réseaux isolés constituent un marché intéressant pour le photovoltaïque en combinaison avec le diesel dans des systèmes hybrides, principalement parce que l'électricité produite dans ces réseaux est beaucoup plus coûteuse que dans les réseaux interconnectés, mais également parce que la production d'électricité par le soleil est relativement prévisible et stable pendant la journée tout au long de l'année.

Les charges typiques des réseaux isolés plus grands sont similaires à celle présentée ci-dessus pour le réseau interconnecté, avec une consommation relativement stable pendant le jour et la nuit, mais avec une hausse importante le soir entre 19:00 et 01:00 à cause des activités nocturnes (télévision, éclairage, etc.). Les courbes de charge de Nioro, qui est un réseau isolé relativement grand avec une capacité diesel installée de 1,5 MW, sont présentées à la section 3.4.3. Pour atteindre le même niveau de charge de la manière la plus économique, une solution hybride comprenant une batterie, avec une capacité photovoltaïque de 75 % et une capacité diesel de 25 % peut être utilisée. Jusqu'à présent ces systèmes plus grands ont été peu expérimentés au Mali. La centrale de Ouélessébougou (250 kW<sub>c</sub>), mise en service en 2010, est actuellement la seule exploitée par EDM, mais selon des entretiens avec les responsables d'EDM en février 2012, d'autres centrales de ce type sont envisagées. La figure ci-après présente une vue schématique de ce système.

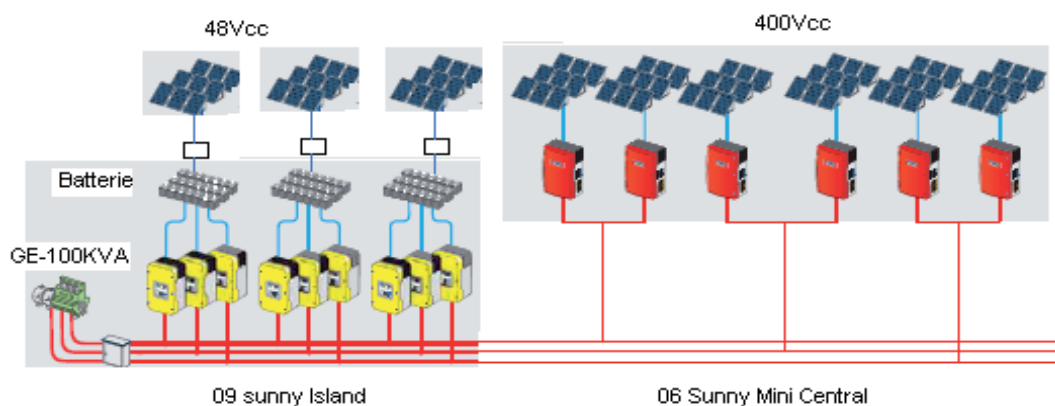


Figure 7.2 : Vue schématique d'un système hybride comprenant une batterie (Semega 2011)

Les petites localités non raccordées au réseau existant ou planifié sont considérées comme faisant partie du programme d'électrification rurale géré par l'AMADER. Pour plus d'informations, reportez-vous à la section 3.5. Jusqu'en 2010, l'AMADER a électrifié 111 petites localités, en installant principalement des groupes électrogènes, dont

la plupart ne sont actuellement utilisés que quelques heures (4 à 6 heures) par jour. Pour consulter la liste de ces localités, reportez-vous à l'Annexe 2.

Quelques systèmes hybrides photovoltaïque et diesel fonctionnent actuellement dans des petites villes telles que Kimparana (72,5 kW<sub>c</sub>), Ansongo (35 kW<sub>c</sub>), Kolondiéba (150 kW<sub>c</sub>) et Ouroukila (50 kW<sub>c</sub>). La faisabilité économique des centrales hybrides comparée à celle des centrales diesel a été démontrée dans un certain nombre d'études, par exemple dans l'annexe du programme SREP lancé en 2011 (DNE 2011b). Sur la base de ces expériences, le plan d'investissement du SREP offre la possibilité d'installer 35 systèmes hybrides combinant photovoltaïque, diesel et biocarburants (DNE 2011a).

### 7.3 Estimation du coût de production de l'électricité photovoltaïque

Grâce à la baisse du prix des panneaux solaires, l'électricité générée par cette source d'énergie devient l'option d'énergie renouvelable la plus intéressante dans de nombreux pays. En Afrique en particulier, la parité au réseau devient une réalité dans un certain nombre de pays. La demande de qualification et de propositions pour une capacité nouvelle génération au titre du programme d'approvisionnement des producteurs d'énergie indépendants en Afrique du Sud (Planting 2012) en est un exemple évident.

Dans le cadre de ce programme, les producteurs d'électricité proposent des projets de génération d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Les contrats sont octroyés en fonction du prix de vente proposé à ESKOM, le service public, pour l'électricité produite.

Le Tableau 7.1 ci-dessous présente les résultats des premier et deuxième appels d'offres concernant des systèmes photovoltaïques de 10 à 75 MW<sub>c</sub> connectés au réseau. En Inde, des projets récents ont été proposés de la même manière dans le cadre d'un programme BOOT à 0,108 €/kWh.<sup>9</sup>

*Tableau 7.1. Prix offert pour l'électricité photovoltaïque produite par les producteurs d'énergie indépendants en Afrique du Sud (Planting, 2012)*

Appels d'offres	Dates	Prix moyen proposé €/kWh
Date de soumission des premières offres	4 novembre 2011	0,24
Date de soumission des deuxièmes offres	5 mars 2012	0,14

En Afrique du Sud, les ressources solaires sont du même ordre qu'au Mali, mais le coût du photovoltaïque au Mali sera plus élevé à cause de la logistique. Pour illustrer la faisabilité des applications photovoltaïques au Mali, les coûts de production ont été estimés pour deux cas :

<sup>9</sup> Communication verbale avec Solaire Direct, Green Power Conference, les 22 et 23 mai 2012 à Casablanca.

- Système photovoltaïque 1 MW<sub>c</sub> alimentant le réseau interconnecté.
- Système photovoltaïque 100 kW<sub>c</sub> connecté à un réseau diesel local équipé de batteries.

### 7.3.1 Système photovoltaïque 1 MW<sub>c</sub> connecté au réseau

Les calculs de coûts des kWh produits ont été basés sur les cas de figure du Tableau 7.2 ci-après :

Tableau 7.2. Cas de figure sur lesquels sont basées les estimations de coûts d'un système photovoltaïque 1 MW<sub>c</sub> connecté au réseau

Elément	€/W <sub>c</sub>	Commentaires
Panneaux solaires	1,6	Le prix actuel en Europe est de 0,6 €/W <sub>c</sub> , mais au Mali qui est un pays sans littoral ce prix doit être augmenté de 1 €/W <sub>c</sub> pour le transport.
Structures de support	0,3	Réf. : Photon - Das Solar Strom Magazin <sup>10</sup>
Convertisseurs	0,3	
Câblage et protection	0,2	
Ouvrages d'installation	0,2	
<b>Coût d'investissement total</b>	<b>2,6</b>	<b>Variables 2 ; 1,4</b>
Maintenance	0,02	Deux fois le prix appliqué en Europe
Assurances	0,02	
<b>Coût de maintenance total</b>	<b>0,04</b>	<b>Autre option 0,02</b>
Taux d'intérêt	5 %	
Remplacement des convertisseurs		Après 10 ans

Les coûts de production d'une centrale solaire équipée de batteries sont présentés en €/kWh dans le Tableau 7.3 et en CFA/kWh dans le Tableau 7.4.

Tableau 7.3. Coûts de production (€/kWh) d'une centrale solaire 1 MW<sub>c</sub> dans différents cas de figure

Rayonnement solaire (kWh/m <sup>2</sup> /j)		5,5	5,75	6,0
Production moyenne	MWh/a	1820	1893	1947
Coût de maintenance 0,04 €/W <sub>c</sub>				
<b>Coût d'investissement total</b>	<b>2,6 €/W<sub>c</sub></b>	<b>0,264</b>	<b>0,254</b>	<b>0,247</b>
Coût d'investissement total	2,0 €/W <sub>c</sub>	0,212	0,203	0,198
Coût d'investissement total	1,4 €/W <sub>c</sub>	0,159	0,153	0,148
Coût de maintenance 0,02 €/W <sub>c</sub>				
Coût d'investissement total	2,6 €/W <sub>c</sub>	0,250	0,241	0,234
Coût d'investissement total	2,0 €/W <sub>c</sub>	0,198	0,190	0,185
Coût d'investissement total	1,4 €/W <sub>c</sub>	0,145	0,139	0,135

<sup>10</sup>. <http://www.photon.de/>

Tableau 7.4. Coûts de production (CFA/kWh) d'une centrale solaire 1 MW dans différents cas de figure

Rayonnement solaire (kWh/m <sup>2</sup> /j)		5,5	5,75	6,0
Production moyenne	MWh/a	1820	1893	1947
Coût de maintenance 0,04 €/W <sub>c</sub>				
Coût d'investissement total	2,6 €/W <sub>c</sub>	173	166	162
Coût d'investissement total	2,0 €/W <sub>c</sub>	139	133	129
Coût d'investissement total	1,4 €/W <sub>c</sub>	104	100	97
Coût de maintenance 0,02 €/W <sub>c</sub>				
Coût d'investissement total	2,6 €/W <sub>c</sub>	173	166	162
Coût d'investissement total	2,0 €/W <sub>c</sub>	139	133	129
Coût d'investissement total	1,4 €/W <sub>c</sub>	104	100	97

### 7.3.2 Système photovoltaïque 100 kW<sub>c</sub> équipé de batteries

Les calculs de coûts des kWh produits ont été basés sur les cas de figure et les variables du Tableau 7.5 ci-après : A titre de comparaison, il est à noter que le coût d'investissement du système installé par EDM à Ouélessébougou en 2011 a été de 8,56 €/W<sub>c</sub>, soit environ 60 % de plus que dans les cas de figure ci-dessous. L'annexe 1 donne des informations détaillées sur les coûts d'investissement pour cette centrale.

Tableau 7.5. Cas de figure sur lesquels sont basées les estimations de coûts d'un système photovoltaïque 100 kW<sub>c</sub> équipé de batteries

Elément	€/W <sub>c</sub>	Commentaires
Panneaux solaires	1,6	Le prix actuel en Europe est de 0,6 €/W <sub>c</sub> , mais au Mali qui est un pays sans littoral ce prix doit être augmenté de 1 €/W <sub>c</sub> pour le transport.
Structures de support	0,4	0,4 est le prix moyen en Afrique pour les petits systèmes
Convertisseurs	0,3	Réf. : Photon - Das Solar Strom Magazin
Câblage et protection	0,2	
Batteries	2,5	300 €/kWh
Ouvrages d'installation	0,2	
<b>Coût d'investissement total</b>	<b>5,2</b>	<b>Variables 4,6 ; 4,0</b>
Maintenance	0,02	Deux fois le prix appliqué en Europe
Assurances	0,02	
<b>Coût de maintenance total</b>	<b>0,04</b>	<b>Autre option 0,02</b>
Taux d'intérêt	5 %	
Remplacement des convertisseurs		Après 10 ans

Les coûts de production d'une centrale solaire équipée de batteries sont présentés en €/kWh dans le Tableau 7.6 et en CFA/kWh dans le Tableau 7.7.

Tableau 7.6. Coûts de production (€/kWh) d'une centrale solaire 100 kW<sub>c</sub> équipée de batteries dans différents cas de figure

Rayonnement solaire (kWh/m <sup>2</sup> /j)		5,5	5,75	6,0
Production moyenne	MWh/a	182	189	194
Coût de maintenance 0,04 €/W <sub>c</sub>				
Coût d'investissement total	5,2 €/W <sub>c</sub>	0,490	0,474	0,462
Coût d'investissement total	4,6 €/W <sub>c</sub>	0,442	0,424	0,413
Coût d'investissement total	4,0 €/W <sub>c</sub>	0,389	0,373	0,363
Coût de maintenance 0,02 €/W <sub>c</sub>				
Coût d'investissement total	5,2 €/W <sub>c</sub>	0,481	0,461	0,449
Coût d'investissement total	4,6 €/W <sub>c</sub>	0,428	0,410	0,399
Coût d'investissement total	4,0 €/W <sub>c</sub>	0,375	0,359	0,350

Tableau 7.7. Coûts de production (€/kWh) d'une centrale solaire 100 kW<sub>c</sub> équipée de batteries dans différents cas de figure

Rayonnement solaire (kWh/m <sup>2</sup> /j)		5,5	5,75	6,0
Production moyenne	MWh/a	182	189	194
Coût de maintenance 0,04 €/W <sub>c</sub>				
Coût d'investissement total	5,2 €/W <sub>c</sub>	321	310	303
Coût d'investissement total	4,6 €/W <sub>c</sub>	289	278	270
Coût d'investissement total	4,0 €/W <sub>c</sub>	255	244	238
Coût de maintenance 0,02 €/W <sub>c</sub>				
Coût d'investissement total	5,2 €/W <sub>c</sub>	315	302	294
Coût d'investissement total	4,6 €/W <sub>c</sub>	280	268	261
Coût d'investissement total	4,0 €/W <sub>c</sub>	246	235	229

## 7.4 Récentes initiatives en cours

Comme nous l'avons vu ci-dessus, le CNESOLER et EDM ont reçu un certain nombre d'études de faisabilité, de propositions de projet et de manifestations d'intérêt pour des projets de systèmes photovoltaïques connectés au réseau émanant de porteurs de projets, de producteurs d'énergie indépendants et de donateurs. Certaines des informations extraites de deux de ces études de faisabilité sont présentées ci-dessous. Il est à noter que les deux études ont été menées dans le cadre de propositions de projets BOOT et clé en main par les sociétés concernées. Cela signifie que les prix de production doivent être considérés comme des éléments de la négociation, plutôt que comme des offres finales.

### 7.4.1 Scatec Solar à Mopti

La société norvégienne Scatec Solar est un fournisseur de solutions d'énergie solaire partout dans le monde. International Finance Cooperation (IFC), membre du Groupe Banque mondiale, et Scatec Solar ont récemment signé un accord pour l'élaboration de projets d'énergie solaire pour fournir une énergie renouvelable afin de répondre aux besoins en électricité dans certaines parties de l'Afrique de l'Ouest et de l'Afrique



centrale. En mai 2011, ces deux sociétés ont effectué une étude de faisabilité pour une centrale photovoltaïque 10 MW<sub>c</sub> basée à Mopti (Scatec 2011). Selon cette étude, la centrale produira 15 070 MWh par an, soit 50 % de la production d'électricité actuelle à Mopti. Une batterie de 2 MW<sub>c</sub> pourrait être installée pour faire face aux variations et passer d'une source d'énergie à une autre, mais sur la base des caractéristiques du réseau existant, il a été décidé de ne pas utiliser de batterie.

*Tableau 7.8. Coûts d'investissement et de maintenance, et prix de vente d'une centrale photovoltaïque 10 MW<sub>c</sub> à Mopti*

Coût d'investissement (05/2011)	18368	M CFA	28	Mill. €
Coût d'investissement par W <sub>c</sub>	1837	€/W <sub>c</sub>	2,8	€/W <sub>c</sub>
Coût de maintenance	35,1	€/W <sub>c</sub>	0,053	€/W <sub>c</sub>
<b>Prix de vente</b>	<b>160</b>	<b>CFA/kWh</b>	<b>0,24</b>	<b>€/kWh</b>

Les principaux chiffres économiques sont présentés dans la figure. Le prix de vente de 160 CFA/kWh est basé sur les hypothèses suivantes : rapport hauteur/largeur, 70 % ; taux d'intérêt, 9 % ; durée du prêt, 15 an ; taux de rentabilité interne, 18 % ; indexation, 4 % , durée de vie, 25 an.

Dans le cadre d'un plan de développement solaire de 60 MW<sub>c</sub>, une autre série de localités ont été listées comme sites potentiels pour l'installation de centrales solaires : Ségou, Koulikor, Fana (interconnecté), Mopti, San, Tombouctou, Diré, Goundam, Gao, Nioro , Bougouni (réseaux isolés) (Scatec 2011)

#### **7.4.2 Système hybride photovoltaïque diesel à Douentza**

La SPEC, basée au Sénégal, est le premier fabricant de modules photovoltaïques d'Afrique de l'Ouest et vise une capacité de production annuelle de 25 MW<sub>c</sub>. La SPEC a effectué une étude de faisabilité pour une centrale photovoltaïque de 1 MW<sub>c</sub> à Douentza, qui est actuellement alimentée par trois unités diesel d'une capacité combinée de 900 kW. Dans cet exemple, le projet prévoit des batteries d'une capacité de 3 x 700 kWh. La production annuelle des modules photovoltaïques est estimée à 1580 MWh (SPEC 2011a).

Le coût total de la centrale (sans les moteurs diesel) est estimé à 3780 millions CFA (soit 5,7 millions €). Le prix de vente de l'électricité est estimé à 174 CFA/kWh.

*Tableau 7.9. Coûts d'investissement et de maintenance, et prix de vente d'une centrale photovoltaïque 1 MW<sub>c</sub> à Douendza (SPEC, 2011)*

Coût d'investissement (01/2011)	3780	M CFA	5,7	Mill. €
Coût d'investissement par W <sub>c</sub>	3780	€/W <sub>c</sub>	5,7	€/W <sub>c</sub>
Coût de maintenance	s/o	€/W <sub>c</sub>	s/o	€/W <sub>c</sub>
<b>Prix de vente</b>	<b>174</b>	<b>CFA/kWh</b>	<b>0,27</b>	<b>€/kWh</b>



La SPEC a fait des propositions similaires pour TENEKOU (350 kW<sub>c</sub>) et SOKOLO (350 kW<sub>c</sub>) (SPEC 2011b; SPEC 2011c).

## 7.5 Conclusions

Les possibilités d'exploitation des ressources solaires au Mali sont très prometteuses. Non seulement le pays dispose de ressources abondantes, mais il a également de l'espace et a acquis une solide expertise dans ce domaine. Des sociétés privées et des centres de recherche tels que le CNESOLER contribuent de manière importante au développement de ce secteur dans le pays. Les résultats concrets sont plus de 130.000 kits solaires installés principalement dans les ménages, les écoles et les centres de santé, 1.300 pompes solaires pour le pompage de l'eau, 700 installations d'éclairage hors réseau et 400 installations de mini-réseaux pour les télécommunications, les bureaux, les hôpitaux, etc.

Ces dernières années, la baisse des prix des panneaux et des systèmes solaires en font des options de plus en plus intéressantes pour la production d'électricité. Toutefois, le coût des applications photovoltaïques est actuellement beaucoup plus élevé au Mali que par exemple en Afrique du Sud, à cause du coût élevé des transports, de la logistique et de la maintenance, mais également parce que le photovoltaïque reste une niche où la concurrence est restreinte. Les énergies solaire et éolienne peuvent devenir meilleur marché au Mali dans un avenir très proche, mais cela dépendra de la stabilité politique, de la poursuite de l'aide apportée par les donateurs aux études et de l'accès à des financements bon marché, mais aussi et surtout de la création d'un cadre juridique clair pour les investisseurs, prévoyant par exemple un tarif de rachat du courant pour les systèmes solaires connectés au réseau (Haselip 2011). Ces mesures pourraient réduire les prix, en diminuant les risques, en renforçant la concurrence et en permettant des économies d'échelle.

Au-delà du coût de production, la faisabilité de l'investissement dans le solaire dépend des coûts évités dans les systèmes auxquels les centrales photovoltaïques sont connectées. Le coût évité du système interconnecté est évalué en détail à la section 3.3.4. Selon le Plan directeur du secteur de l'électricité, le coût marginal du système devrait se situer entre 65 et 100 CFA selon le résultat des négociations sur les contrats concernant les importations provenant du Ghana via le Burkina Faso. Au cas où la mise en service des projets d'interconnexion et d'hydroélectricité serait retardée, le coût marginal du système serait le coût moyen des grands systèmes diesel alimentés au fioul, qui se situe entre 103 et 120 CFA/kWh pour un prix du pétrole brut de 100 et 125 USD/baril.

Ce chapitre a présenté le calcul du coût d'un kWh produit par les systèmes photovoltaïques pour deux types d'applications, à savoir les grandes centrales solaires connectées au réseau interconnecté et les petites centrales combinées avec les réseaux diesel isolés.

Les calculs correspondant au système 1 MW indiquent un coût de production de 166 CFA/kWh pour le cas de figure de base, où le coût d'investissement est de 2,6 €/W<sub>c</sub>. Ces calculs montrent également que si les coûts d'investissement spécifiques au Mali peuvent être ramenés à 1,4 €/W<sub>c</sub>, et les coûts de maintenance réduits pour atteindre le niveau européen de 0,2 €/W<sub>c</sub>, le coût de production sera ramené à 91 CFA/kWh, soit un coût inférieur à celui de l'électricité des grands systèmes diesel et proche de celui de l'électricité importée.

Pour le système 100 kW<sub>c</sub>, les coûts de production estimatifs sont beaucoup plus élevés. Le coût de production est de 310 CFA/kWh pour le cas de figure de base pour lequel le coût d'investissement est de 5,2 €/W<sub>c</sub>. Si ce dernier était ramené à 4 €/W<sub>c</sub>, le coût de production serait réduit à 235 CFA. Selon l'évaluation de la section 3.4.4, le coût évité du petit système interconnecté géré par EDM se situe entre 230 et 280 CFA/kWh pour un prix du pétrole brut de 100 USD/baril. Cela signifie que si les coûts d'investissement peuvent être légèrement réduits, ces systèmes seront économiquement réalisables aujourd'hui.

Pour le petit système hybride photovoltaïque diesel (mini-réseaux) installé dans le cadre des programmes d'électrification rurale, aussi bien les coûts évités que les coûts de production du photovoltaïque sont plus élevés que ceux des grands systèmes installés par EDM. Des études récentes montrent que les systèmes hybrides photovoltaïque-diesel (10-75 kW<sub>c</sub>) en mini-réseaux sont déjà économiquement réalisables, mais à cause des coûts de transaction élevés dans les projets de démonstration, l'installation du photovoltaïque dans des mini-réseaux dépendra probablement des économies d'échelle qui pourront être réalisées en mettant en place un programme de systèmes hybrides de plus grande ampleur, réduisant ainsi les coûts techniques, d'approvisionnement et de maintenance.

A ce stade, il est nécessaire de souligner que les calculs des coûts ont été effectués pour les études de cas sur la base des meilleures données disponibles. Par conséquent, tous les coûts de production doivent être considérés comme indicatifs. De même, le coût évité du système est basé sur une estimation du coût calculée du point de vue de la compagnie d'électricité. Pour que les projets soient financièrement viables, ces coûts évités devront apparaître dans un contrat d'achat d'électricité avec la compagnie d'électricité ou dans un tarif général de rachat du courant.

## 8 Références

BAD (2010): *Stratégie de développement de la maîtrise de l'énergie au Mali*, Groupe de la Banque Africaine de Développement (BAD), <http://www.afdb.org/en/>.

Badger, J.; Larsen, S.; Hansen, L. B. *et al.* (2012): *Estimation des ressources éoliennes et solaires au Mali*, UNEP Risø Centre, Technical University of Denmark ([www.frsemali.org](http://www.frsemali.org)).

de Volder, G.; Dewilde, L.; Diallo, M. *et al.* (2009): *Système éolien-diesel à Tombouctou: étude de faisabilité*, Coopération technique Belge, CNESOLER.

DNE (2011a): *SREP Mali- Investment Plan: Scaling Up Renewable Energy in Mali: Volume 1, Investment Plan*, Direction National de l'Energie de Mali.

DNE (2011b): *SREP Mali- Investment Plan: Scaling Up Renewable Energy in Mali: Volume 2, Appendixes*, Direction National de l'Energie de Mali.

EDM (2011): *Rapport annuel de EDM, 2010. Annexe II*, Energie de Mali (EDM).

Frank, H. P.; Rathmann, O.; Mortensen, N. G. *et al.* (2001): *The Numerical Wind Atlas - the KAMM/WAsP Method.*, Risø-R-1252(EN), Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, <http://www.risoe.dk/rispubl/vea/veapdf/ris-r-1252pt1.pdf>.

GTZ (2004): *Feasibility Study for a 900-kW Wind Farm in Gao, Mali. Wind-Diesel systm. Final report*, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH, <http://www.gtz.de/de/dokumente/en-windenergy-mali-feasibility-study-gao-2004.pdf>.

Haselip, J. (2011): 'FIT for use everywhere? Assessing experiences with renewable energy feed-in tariffs' in Haselip, J.; Nygaard, I.; Hansen, U. *et al.*(eds.): *Diffusion of renewable energy technologies: Case studies of enabling frameworks in developing countries*, Roskilde: Technology Transfer Perspectives Series, UNEP Risø Centre, Denmark, <http://www.tech-action.org/Perspectives/DiffusionRenewableEnergyTechnologies.pdf>, pp. 89-100

Haselip, J.; Nygaard, I.; Hansen, U. *et al.* (2011): 'Editorial' in Haselip, J.; Nygaard, I.; Hansen, U. *et al.*(eds.): *Diffusion of renewable energy technologies: Case studies of enabling frameworks in developing countries*, Roskilde: Technology Transfer Perspectives Series, UNEP Risø Centre, Denmark, <http://www.tech-action.org/Perspectives/DiffusionRenewableEnergyTechnologies.pdf>, pp. vii-xiv

Karhammer, R.; Sanghvi, A.; Fernstrom, E. *et al.* (2006): *Sub-Saharan Africa: Introducing Low Cost Methods in Electricity Distribution Networks*, ESMAP technical paper 104/06, <http://documents.worldbank.org/curated/en/home>.

MMEE (2007): *Stratégie nationale pour le développement des énergies renouvelables*, Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Eau, Bamako.

Pegels, A. (2011): 'Pitfalls of policy implementation: The case of the South African feed-in tariff' in Haselip, J.; Nygaard, I.; Hansen, U. *et al.*(eds.): *Diffusion of renewable energy technologies: Case studies of enabling frameworks in developing countries*, Roskilde: Technology Transfer Perspectives Series, UNEP Risø Centre, Denmark, <http://www.tech-action.org/Perspectives/DiffusionRenewableEnergyTechnologies.pdf>, pp. 101-112

Planting, S. (2012): *Renewables a reality, but at a cost*, Moneyweb, 30. October 2012 <http://www.moneyweb.co.za/moneyweb-economic-trends/renewables-a-reality-but-at-a-cost>.

Scatec (2011): *Etude préliminaire en vue d'une installation d'une centrale solaire sur la commune de Mopti*, Dossier présenté par Scatec Solar West Africa-SA.

Semega, D. (2011): *Systèmes PV-Diesel*, Presentation by the technical director at SSD Yéelen Koura at the 3<sup>ième</sup> Ecole Régionale d'Energie Solaire, 2011.

SOGREAH (2008a): *Etude de la demande et du plan directeur d'investissement optimaux dans le secteur de l'électricité au Mali: Scenarios et simulations du plan optimal d'investissements*, Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Eau - Direction Nationale de l'Energie et SOGREAH.

SOGREAH (2008b): *Etude de la demande et du plan directeur d'investissement optimaux dans le secteur de l'électricité au Mali: Simulations financières*, Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Eau - Direction Nationale de l'Energie et SOGREAH.

SOGREAH (2008c): *Etude de la demande et du plan directeur d'investissement optimaux dans le secteur de l'électricité au Mali: Etude de la demande*, Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Eau – Direction Nationale de l'Energie et SOGREAH.

SOGREAH (2009): *Etude de la demande et du plan directeur d'investissement optimaux dans le secteur de l'électricité au Mali: Synthèse et recommandations*, Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Eau – Direction Nationale de l'Energie et SOGREAH.

SOSUMAR . Interview with General director, Haruna Niang, and regional director Nick Morris in Bamako, 1 February. 2012.

SPEC (2011a): *Etude de faisabilité: Centrale photovoltaïque de Douentza*, SPEC Solar, Senegal, Dakar.

SPEC (2011b): *Etude de faisabilité: Centrale photovoltaïque de Sokolo*, SPEC Solar, Senegal, Dakar.

SPEC (2011c): *Etude de faisabilité: Centrale photovoltaïque de Tenenkou*, SPEC Solar, Senegal, Dakar.

WAPP (2011a): *Actualisation du Plan directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO. Rapport Final Provisoire Tome 1: Données de l'étude*, Rapport prepare par TRACTABEL pour le Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (WAPP).

WAPP (2011b): *Actualisation du Plan directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO. Rapport Final Provisoire Tome II: Plan optimal de développement et analyse du fonctionnement et de la stabilité du réseau de transport*, Rapport prepare par TRACTABEL pour le Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (WAPP).

WAPP (2011c): *Actualisation du Plan directeur Révisé des moyens de production et de transport d'énergie électrique de la CEDEAO. Rapport Final Tome 4 : Rapport de synthèse*, Rapport prepare par TRACTABEL pour le Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain (WAPP).

WB (2009): *Project Appraisal Document: Mali Energy Support Project*, World Bank [http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSPContentServer/WDSP/IB/2009/06/02/000333037\\_20090602033007/Rendered/PDF/485040PAD0P108101Official0Use0Only1.pdf](http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSPContentServer/WDSP/IB/2009/06/02/000333037_20090602033007/Rendered/PDF/485040PAD0P108101Official0Use0Only1.pdf) (accessed 19.10.12), Washington.

## Annexe 1: Le cas d'Ouélessébougou

Cette présentation de la centrale d'Ouélessébougou est basée sur une évaluation des coûts par Sangaré (2011).

La centrale est composée de deux groupes électrogènes diesel, de 220 et 240 kW (275 et 300 KVA). La consommation mensuelle moyenne se situe entre 50 et 60 MWh. Un générateur photovoltaïque de 175 kW<sub>c</sub> a été installé.

N°	DESIGNATION	U	QTE	PU F.CFA	MONTANT F.CFA	MONTANT €
				(HT/HD)	(HT/HD)	
1.10	Module Photovoltaïque 160W <sub>c</sub> / 24V	u	1100.00	450000	495000000	754573
1.20	Ensemble support de deux modules	ens.	550.00	136364	75000000	114329
1.30	Coffret de champ avec protection parafoudre	ens.	14.00	171429	2400000	3659
1.40	*	ens.	2.00	115000000	230000000	350610
1.50	Onduleur Chargeur de 100 KW- 220 Vcc	u	2.00	35000000	70000000	106707
1.60	Unité de contrôle et de commande système	ens.	1.00	840000	8400000	12805
1.70	Inverseur normal/secours	ens.	3.00	900000	2700000	4116
1.80	Onduleurs réseaux triphasés 100 KW - 300 V	u	2.00	25000000	50000000	76220
1.90	Jeux de câbles et accessoires d'installation	ens.	1.00	20000000	20000000	30488
1.10	Main d'oeuvre d'installation et déplacement	ff		30000000	30000000	45732
TOTAL FOURNITURE ET POSE GENERATEUR PHOTOVOLTAÏQUE F.CFA (HT/HD) et €					983500000	1499237.80 * [Or 8.56 €/W <sub>c</sub> ]

\*The cost is based on prices early 2011

## Annexe 2: Liste des Projets d'Electrification Rurale

Source : Rapport annuel d'activités 2010, Amader

### 1.1 Liste des localités avec PCASER

N°	Opérateur	Localité	Région	Clients ayant Accès	Date de mise en service
1	ACCESS	Garalo	Sikasso	680	10-janv-07
2	ALBARKA YERKOYE	M'Bouna	Tombouctou	-	nov-10
3	CHARBEL	Siby	Koulikoro	-	août-10
4	CTEXCEI-GNETA	Barouéli	Ségou	703	20-juin-10
5	DIEKA ELECTRIC	Siribala	Ségou	824	01-janv-08
6	DJENNE PROXI	Yangasso	Ségou	300	déc-09
7	EDS	Sokolo	Ségou	200	22-sept-08
8	EES	Nara	Koulikoro	727	10-févr-07
9	EGB	Diéma	Kayes	575	02-juin-07
10	ELECTRIMAX	Yorobougoula	Sikasso	310	12-mars-10
11	ENORD	Léré	Tombouctou	795	01-août-07
12	EOK	Kanadjiguila	Koulikoro	-	nov-10
13	EOK	Ouézindougou	Koulikoro	-	nov-10
14	EOK	Mamaribougou	Koulikoro	-	nov-10
15	EOK	Samaya	Koulikoro	-	nov-10
16	EPRODED-DIORO	Dioro	Ségou	755	22-sept-07
17	ERD	Sanankoroba	Koulikoro	846	01-févr-07
18	ERD	Banankoro	Koulikoro	-	oct-10
19	ERD-KALANA	Kalana	Koulikoro	-	oct-10
20	FINTEL	Gangafani	Mopti	-	juin-10
21	FINTEL	Yerendourou	Mopti	-	juin-10
22	FINTEL	Douary	Mopti	-	juin-10
23	FINTEL	Dinangourou	Mopti	-	juin-10
24	GES	Konna	Mopti	944	01-janv-08
25	GTE	Konobougou	Ségou	1 421	20-sept-07
26	GTE-NIORO	Gourel	Kayes	182	31-janv-09
27	GTE-NIORO	Awoiny	Kayes	100	25-déc-09
28	GTE-NIORO	Madina	Kayes	100	25-déc-09
29	GTE-NIORO	Loumbougana	Kayes	182	25-déc-09
30	HORONYA	Toubacoura	Koulikoro	826	21-févr-07
31	KAMA	Diakon	Kayes	184	01-nov-07
32	KAMA	Sibendi	Kayes	152	01-nov-07
33	KAMA	Kembé	Kayes	152	01-nov-07
34	KAMA	Bendougou	Kayes	176	01-nov-07
35	KAMA-KENIEBA	Kéniéba	Kayes	929	20-mai-08
36	KAMA-SADIOLA	Sadiola	Kayes	746	29-sept-09
37	KAMA-SANDARE	Sandaré	Kayes	232	28-juil-08
38	KNEM	Markacoungo	Koulikoro	100	déc-09
39	MAIRIE TONKA	Tonka	Tombouctou	-	oct-10
40	MECOF	Lani	Kayes	245	30-sept-08
41	MECOF	Gabou	Kayes	245	20-oct-08
42	MECOF	Sobougou	Kayes	245	30-sept-08



43	MECOF	Digokory	Kayes	246	20-oct-08
44	MOYERE SB	Téninkou	Mopti	1 003	06-juil-09
45	NEMABAT	Loulouni	Sikasso	-	mars-11
46	PGE	Nara	Koulikoro	652	2007
47	SAFEEELEC	Sanankoro	Koulikoro	147	31-janv-08
		Djitoumou			
48	SAFEEELEC	Kafara	Koulikoro	147	31-janv-08
49	SAFEEELEC	Sougoula	Koulikoro	147	31-janv-08
50	SAFEEELEC	Tinkélé	Koulikoro	147	31-janv-08
51	SAFEEELEC	Digan	Koulikoro	149	31-janv-08
52	SDD CINZANA	Cinzana	Ségou	650	01-janv-08
53	SDD SEKORO	Dougoukouna	Ségou	300	20-sept-07
54	SDD SEKORO	Ségoukoro	Ségou	625	20-sept-07
55	SEER	Dia	Mopti	560	19-mars-08
56	SEKB-BANKASS	Bankass	Mopti	842	01-janv-08
57	SEKB-KORO	Koro	Mopti	997	01-janv-08
58	SGEI	Baguineda		-	oct-10
59	SOGEP	Badinko	Kayes	250	31-déc-07
60	SOGEP	Djidjan	Kayes	200	31-déc-07
61	SOGEP	Kourounikoto	Kayes	200	29-mai-08
62	SPGE	Sofara	Mopti	705	25-déc-09
63	SSD KURAYE KURUMBA	Koniakary	Kayes	242	15-févr-09
64	SSD KURAYE KURUMBA	Ambidedikoré	Kayes	153	01-janv-00
65	SSD KURAYE KURUMBA	Dogofiry	Kayes	119	14-mars-10
66	SSD KURAYE KURUMBA	Koméoulou	Kayes	242	01-déc-09
67	SSD KURAYE KURUMBA	Maréna	Kayes	242	15-févr-09
		Diombougou			
68	SSD KURAYE KURUMBA	Tringa Maréna	Kayes	150	01-déc-09
69	SSD KURAYE KURUMBA	Sambaga	Kayes	92	01-déc-09
70	SSD KURAYE KURUMBA	Yélimané	Kayes	292	01-janv-00
71	SSD KURAYE KURUMBA	Diongaga	Kayes	337	15-févr-09
72	SSD KURAYE KURUMBA	Dialaka	Kayes	-	nov-10
73	SSD KURAYE KURUMBA	Gagny	Kayes	-	nov-10
74	SSD KURAYE KURUMBA	Gakoura	Kayes	-	nov-10
75	SSD KURAYE KURUMBA	Kersignané	Kayes	127	20-déc-09
		Diafounou			
76	SSD KURAYE KURUMBA	Kersignané	Kayes	252	12-déc-09
		Kaniaga			
77	SSD KURAYE KURUMBA	Kirané	Kayes	288	10-nov-09
78	SSD KURAYE KURUMBA	Kodiè	Kayes	-	nov-10
79	SSD KURAYE KURUMBA	Krémis	Kayes	229	17-oct-09
80	SSD KURAYE KURUMBA	Lakanguemou	Kayes	163	01-janv-00
81	SSD KURAYE KURUMBA	Sambakanou	Kayes	96	12-déc-09
82	SSD KURAYE KURUMBA	Ségala	Kayes	-	oct-10
83	SSD KURAYE KURUMBA	Somankidi	Kayes	246	16-oct-09
84	SSD KURAYE KURUMBA	Yaguiné	Kayes	360	12-nov-09
85	SSD KURAYE KURUMBA	Dioncoulane	Kayes	228	15-oct-09
86	SSD KURAYE KURUMBA	Dramanekoré	Kayes	310	15-févr-09
87	SSD KURAYE KURUMBA	Gory	Kayes	-	
88	SSD KURAYE KURUMBA	Tambacara	Kayes	179	01-janv-00
89	SSD YEELLEN KURA	Yorosso	Sikasso	369	21-sept-07
90	SSD YEELLEN KURA	Koury	Sikasso	813	01-janv-08
91	SSD YEELLEN KURA	Kimparana	Ségou	615	21-sept-07
92	SSD YEELLEN KURA	Ourikila	Sikasso	291	21-sept-07
93	SSD YEELLEN KURA	Kolondièba	Sikasso	490	01-déc-08
94	SSD YEELLEN KURA	Bla	Ségou	770	20-sept-07
95	SSD YEELLEN KURA	Baramba	Sikasso	80	12-mai-03
96	SSD YEELLEN KURA	Blindio	Sikasso	55	23-mai-03
97	SSD YEELLEN KURA	Finkolo	Sikasso	75	23-mai-03
98	SSD YEELLEN KURA	Karangana	Sikasso	65	23-mai-03



99	SSD YEELEN KURA	Kiffosso	Sikasso	52	23-mai-03
100	SSD YEELEN KURA	Kléla	Sikasso	80	23-mai-03
101	SSD YEELEN KURA	Konséguéla	Sikasso	65	23-mai-03
102	SSD YEELEN KURA	Koumantou	Sikasso	66	23-mai-03
103	SSD YEELEN KURA	Molobala	Sikasso	85	23-mai-03
104	SSD YEELEN KURA	M'Pessoba	Sikasso	70	23-mai-03
105	SSD YEELEN KURA	Nièna	Sikasso	100	21-sept-07
106	SSD YEELEN KURA	Sanso	Sikasso	120	01-mai-03
107	SSD YEELEN KURA	Sincina	Sikasso	100	01-mai-03
108	SSD YEELEN KURA	Sanzana	Sikasso	80	01-mai-03
109	Til GAZ ANSONGO	Ansongo	Gao	-	nov-10
110	TIL GAZ BOUREM	Bourem	Gao	509	01-janv-08
111	TIL GAZ MENAKA	Menaka	Gao	817	01-janv-08
<b>Total</b>				<b>31 957</b>	

## 1.2 Liste des projets en cours de réalisation

N°	Opérateurs	Total clients	Nombre localités	Localités
1	Service Energétique Falémé /SEF sarl	507	1	Diboly
2	Société Général d'Energie SGE-sarl	800	3	Baboundié1, Baboundié2, Wabaria
3	SBNIF SARL	509	1	Kolokani
4	ERD- SARL	522	2	Banankoro-Sanankoroba
5	GTE	512	5	Werekela, Danzenibougou- Dounamakebougou- Marabougou- Konobougou-
6	HOROYA TOUBA sarl-	556	2	Touba-Kérouane
7	EPRODED-Sarl	754	1	Kominé
8	GOURMA TRAVAUX SARL	533	1	Gossi
9	GIE YELEEN BA	873	1	Djalakorodji
10	CATERES SARL	200	2	Tienfala Gare, Tienfala Village; Djingoni
11	SKY BLUE	626	2	Sero Et Melo
12	BLUE SKY	308	1	Goumera-
13	ENERGETIC SARL	309	1	Dioumera
14	ACCESS-SARL	667	1	Manankoro
15	ACCESS-SARL/ZANTEBOUGOU- OURE	659	2	Zantiébougou Et Ouré
16	GIE DJEYASSO	134	2	SABOUGOUCIRE- LOGO Et KAKOULOU
17	SAKHO ENT.BECI	630	1	Didiéni
18	BOURE INTERNATIONAL	538	1	Madiga Sackho
19	GIE FITINE	604	2	Bodie Et Kamb
20	LES BOULONNERIES BOUNE INDUSTRIES SARL	590	1	Trouncoumbe
21	GIE KALAOU	502	2	Kalaou+ Mouline
22	MOHA sarl	526	2	Selinkegny, Oussoubidiagna
23	ENTREPRISE TOURE LASSANA SARL	621	1	Tabakoto-
24	KAMA sarl	570	5	Douale, Koury, Kembele, Loumbama, Trantimou
25	KAMA sarl	502	1	Kéniéba
26	KAMAsarl	505	1	Diafarabe
27	KAMAsarl	596	1	Sadiola
28	KAMA sarl	232	1	Sandare
29	ESE2	500	1	Sebekoro
30	REXMETAL	528	1	Toukouto-
31	COOPERATIVE MULTI- FONCTIONNELLE-HAOUKOUNA	562	1	Korienze
32	ABIS DISTRIBUTION	500	1	Lambidou
33	KAGNELA –BTP	525	1	Diancounte Camara-
34	ETS ALASSANE TOUNKARA	401	1	Lobougoula
35	EES-SARL	513	1	Nara
36	YELEEN KURA	825	5	Bla, Yorosso, Kouri, Kolondieba, Kimparana
37	SSD KKRUMBA	650	4	Yélimané, Tambakara, Ambidékoré, Lakanguémou
38	GTE-SA	315	1	Hombori
39	ACCESS-sarl	185	1	Koloni
40	DENTAL- SA	763	4	KAMBILA, Daral, Fanafiècoura, Fanafiè Coro, N'Gorokondji
41	GIE BELDOHORE	255	1	Diondiori
42	GIE BEESAGO	400	1	Kokry
43	Mairie de Bintagoungou	390	1	Bintagoungou
44	EGEC	203	1	Sagabari
45	AFRIMPEX-MALI	315	1	Madina Sacko
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>23216</b>	<b>75</b>	

### 1.3 Situation des protocoles d'accord et conventions sur la gestion des réseaux électriques et PTF

N°	Localités	Région	Opérateur	Protocole	Convention	Observations
1.	Diataya	Kayes	Kama sarl		Signée	Exploitation assurée par l'Opérateur. Plan d'Affaires et étude d'exécution déposés.
2.	Batama	Kayes	Kama sarl		Signée	Population opte pour une gestion communautaire
3.	Diabadji	Kayes	Kama sarl	Signé		Exploitation assurée par l'Opérateur. Plan d'Affaires et étude d'exécution déposés.
4.	Diandioumbéra	Kayes	Association des ressortissants	Signé		Projet en attente de signature de convention de financement. Contrepartie en cours de mobilisation
5.	Troun	Kayes	Pas d'Opérateur	Signé		Contrepartie en cours de mobilisation
6.	Sido	Sikasso	EMK	Signé		Contrepartie en cours de mobilisation
7.	Sotien	Sikasso	EMK	Signé		Contrepartie en cours de mobilisation
8.	Dembela	Sikasso	EMK	Signé		Contrepartie en cours de mobilisation
9.	Ouré de Keleya	Sikasso	Pas d'Opérateur	Non Signé		Recherche de gestionnaire en cours
10.	Dioliba	Koulikoro	EMS-Electric		Signée	Exploitation assurée par l'Opérateur. Plan d'Affaires et étude d'exécution déposées pour passage en PCASER.
11.	Farakala	Segou	Niger Sahel Energie	Signé		Contrepartie en cours de mobilisation
12.	Kokofata	Kayes	Et Jean DAKOUO	Signé		Contrepartie en cours de mobilisation
13.	Sirakoro	Kayes	Et Jean DAKOUO		Signée	Contrepartie en cours de mobilisation
14.	Ouattagouna	Gao	Pas d'Operateur	Signé		Recherche d'un repreneur en cours
15.	Bentia	Gao	TILGAZ	Signé		Contrepartie en cours de mobilisation
16.	Labbezanga	Gao	TILGAZ	Signé		Contrepartie en cours de mobilisation
17.	Fanidiana	Sikasso	COGEACOM		Signée	Exploitation assurée par l'Opérateur. Plan d'Affaires et étude d'exécution déposés.
18.	N'Goko 2	Sikasso	COGEACOM		Signée	Exploitation assurée par l'Opérateur. Plan d'Affaires et étude d'exécution déposés.
19.	Samogossoini	Sikasso	Sahel Energie			Population opte pour une gestion communautaire
20.	Simidji	Koulikoro	Collectivité	Signé		Contrepartie en cours de mobilisation
21.	Touna	Ségou	Et Jean DAKOUO		Signée	Exploitation assurée par l'Opérateur.PCASER en attente de signature
22.	Boni	Mopti	EGI SARL		Signée	Exploitation assurée par l'Opérateur. Plan d'Affaires et étude d'exécution déposés.PCASER en attente de signature
23.	Douékiré	Tombouctou	EMC SARL		Signée	Exploitation assurée par l'Opérateur. Plan d'Affaires et étude d'exécution déposés. PCASER en attente de signature
24.	Meykoré	Tombouctou	EMC SARL		Signée	Exploitation assurée par l'Opérateur. Plan d'Affaires et étude d'exécution déposés. PCASER en attente de signature

**1.4 Liste des localités précédemment sous gestion Protocole ayant fait l'objet de signature de convention de financement pour passer en PCASER.**

<b>N°</b>	<b>Localités</b>	<b>Région</b>	<b>Opérateur</b>	<b>Source d'énergie</b>	<b>Observations</b>
1.	Mouliné	Kayes	GIE Kalaou	Diesel	Contrepartie notifiée à l'Opérateur. Travaux ont démarré.
2.	Kalaou	Kayes	GIE Kalaou	Diesel	Contrepartie notifiée à l'Opérateur. Travaux ont démarré.
3.	Lobougoula	Sikasso	Ets AT	Diesel	L'Opérateur a satisfait les conditions de mise en place de sa contrepartie. Notification en cours par l'AMADER.
4.	Diafarabé	Mopti	Kama sarl	Diesel	Contrepartie notifiée à l'Opérateur. Travaux ont démarré mais interrompus par la crue des eaux.
5.	Korientzé	Mopti	GIE Haoukouna	Diesel	Contrepartie notifiée à l'Opérateur. Travaux en cours de démarrage.
6.	Diboli	Kayes	SEF	Diesel	Contrepartie mobilisée par l'Opérateur. Programmation d'une mission de réception en cours par l'AMADER
7.	Ouré zantiebg	Sikasso	ACCESS	Diesel/Huile de Pourghère	Contrepartie non encore mobilisée par l'Opérateur.
8.	Sébékoro	Kayes	ESE 2	Diesel	Une partie de contrepartie mobilisée par l'Opérateur
9.	Diangounté C	Kayes	Entrep.KANGNELA	Diesel	Une partie de contrepartie mobilisée par l'Opérateur
10	Troungoumbé	Kayes	Boulonnerie Bouné Industrie,	Diesel	Contrepartie mobilisée par l'Opérateur. Programmation d'une mission de réception en cours par l'AMADER

## 1.5 Liste des localités avec PCASED

	<b>Opérateurs privés</b>	<b>Villages</b>	<b>Communes Rurales</b>	<b>Cercles</b>	<b>Surface (ha)</b>
1.	Action Couverture et Développement (Kita Ouest) ; (ACD) Tél : 220 30 76, cell 6676 72 50 BP 1122 Bamako Mali	Thien Bamanan; Tien Marka; Markala	Markala	Ségou	20
2.	ONG Koungo Lakana So ; Région de Sikasso Tél : 66 76 35 94, 76 19 09 72	Wayèrè, Kandiandougou, Kalifabougou, Nontanso et M'Bedougou	Commune rurale de Farakala	Sikasso	20
3.	Association SIGIDA KANU ; Porte 560- rue 660 N'Tomikorobougou Tél 75 31 46 59	Boumbala	Commune rurale de Sido	Bougouni	20
4.	Association CIWARA VACANCES, Porte 397, rue 260- Lafiabougou Tél 66 72 50 00	Forêt classée de Missira	Bancoumana	Kati	9
5.	GIE Au Service de l'Environnement (ASE) Tél. 66 68 76 73	Djélibani, Sélofara et Komana-Kouta	Sido	Bougouni	20
6.	Association pour le Développement Au Sahel Tél. 66 79 72 49	Délibani, Sélofara et Komana-Kounta	Karan et Balan-Bacama	Kangaba	20
<b>TOTAL</b>					<b>109</b>









